



172 PARTNERS

WISE INNOVATION



**DEPLASSE & ASSOCIES**  
BUILDING ENGINEERING & ENERGY



Analyses dans le cadre de l'encadrement du marché de  
la flexibilité en Région bruxelloise  
Lot 2

**brugel** ●●

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



<i>Version 2</i>	
Commanditaire de l'étude	Brugel
Date	Version 1 : 22/04/2021 Version 2 : 25/05/2021
Rédaction	Patrick Claessens, Sébastien Mouthuy, Camille Raes
<i>Review</i>	
Version 1	Sébastien Yasse Nick Haaker, Farid Fodil-Pacha, Bekay Chihi, Jérémie Van den Abeele, Pierre Heusschen
Version 2	Nick Haaker, Farid Fodil-Pacha, Jérémie Van den Abeele

### **Disclaimer**

Le présent document est un rapport final d'une étude réalisée par Deplasse & Associés à la demande de BRUGEL. Le document ne reflète pas nécessairement l'avis de BRUGEL sur la thématique traitée et son contenu est entièrement de la responsabilité de ses auteurs. BRUGEL ne peut garantir l'exhaustivité ni l'exactitude des données reprises dans ce document.

### **Copyright :**

Tous les droits patrimoniaux liés à ce document appartiennent à BRUGEL. Toute utilisation, diffusion, citation ou reproduction, intégrale ou partielle, de ce document peut se faire sans l'autorisation de BRUGEL, mais en mentionnant explicitement la source d'information.





---

## RÉSUMÉ

---

La présente étude a pour objectif d'accompagner Brugel dans sa réflexion relative à la mise en œuvre d'un marché de flexibilité en Région bruxelloise, et plus particulièrement quant aux limitations d'activations de flexibilité de la part du GRD sur son réseau.

Les deux premières phases de l'étude ont permis d'analyser les différents types de produits de flexibilité existants en Europe et de les illustrer avec des exemples concrets. Il ressort de cette partie de l'étude que la mise en œuvre d'un marché de flexibilité local non coordonné avec le marché global existant menait inmanquablement à des problèmes de gaming sur le marché, empêchant l'atteinte d'un certain optimum global sociétal.

A l'heure actuelle, les services valorisant la flexibilité demeurent anecdotiques sur le réseau de distribution. Il serait donc nécessaire de vulgariser et d'accompagner les clients qui souhaiteraient devenir flexibles à l'avenir ainsi que d'organiser leur protection en tant que consommateurs, toujours dans la recherche de cet optimum global sociétal.

Ensuite, la phase 3 a permis de mettre en évidence que :

- la mise en œuvre d'un marché local de flexibilité n'est pas pertinente à Bruxelles et, plus généralement, dans les réseaux urbains à moindre pénétration relative de la production décentralisée d'électricité
- le potentiel flexible à échelle locale augmentera significativement avec l'arrivée du véhicule électrique et du chauffage électrique
- ce potentiel doit pouvoir participer à des services de flexibilité globaux (niveau « zone de réglage »)
- la compensation systématique des limitations d'activation par le GRD génère mécaniquement un effet d'aubaine pour les acteurs de la flexibilité (BRP/FSP)
- le réseau de Sibelga, quoique largement dimensionné, va tout de même devoir s'adapter rapidement pour faire face aux évolutions attendues

C'est sur base de ces affirmations et de ces prévisions, que nous avons élaboré des modalités objectives, transparentes et non discriminatoires de limitation d'activation.

Les principaux messages et **recommandations** quant aux modalités objectives sont formulés en 7 points majeurs :

1. Une situation de congestion sur le réseau de distribution constitue une condition nécessaire et suffisante pour limiter voire empêcher une activation de flexibilité au bénéfice de la zone de réglage.
2. Le modèle de marché de flexibilité à mettre en place (cfr Lot 1) doit inciter les FSP à adopter un comportement vertueux; il ne devrait en toute hypothèse pas intégrer de prime à la génération de congestions locales. Un **éventuel** système de compensation doit impérativement être subordonné à ce principe.
3. La flexibilité explicite, notamment les services de réserve, ne souffrira jamais d'un déficit d'offre : les besoins n'excéderont jamais ce que les seuls utilisateurs du réseau du transport et les gros utilisateurs des réseaux moyenne tension mettent déjà aujourd'hui à disposition. En outre, en cas de contrainte locale **objectivée**, il sera toujours possible de recourir à la flexibilité dans d'autres zones pour fournir le service; une compensation n'est dès lors pas opportune.



- 
4. Sibelga exploite un réseau urbain largement dimensionné et n'a dans ce contexte aucune raison objective de brider des activations « up » (consistant à réduire la consommation ou accroître la production), soit les activations les plus critiques pour le système (pénuries)!
  5. Sibelga pourrait à l'inverse être confronté à des congestions suite à des activations « down » (consistant à accroître la consommation ou à réduire la production), singulièrement durant les périodes où l'énergie renouvelables est (sur)abondante. L'impact d'une limitation d'activation dans un tel scénario est plus bénin pour le système: il faudra éventuellement limiter la production, dans une période de prix faibles voire négatifs Si de tels signaux devaient occasionner des contraintes locales, une quelconque forme de compensation en cas de limitation n'aurait aucune justification rationnelle.
  6. L'absence totale de compensation préconisée en cas de contrainte locale **objectivée** doit être équilibrée par des obligations à charge du GRD, à savoir (1) des actions de limitation réalisées en toute transparence et sans discrimination et (2) une révision des critères de renforcement au regard des nouveaux usages (véhicules électriques principalement, mais aussi chauffage électrique). Nous recommandons d'intégrer ces nécessaires évolutions dès la prochaine période tarifaire : adaptation de la méthodologie tarifaire et révisions des plans d'investissements, lesquels devraient revêtir un caractère plus contraignant (incentive regulation).
  7. L'essor attendu du véhicule électrique à l'horizon 5 ans et, surtout, la possibilité technique de décharger la batterie dans le réseau attendue à l'horizon 10 ans, vont certainement changer fondamentalement la donne. En effet, le potentiel de flexibilité sera démultiplié, il pourra servir à limiter des problèmes d'adéquation MAIS il devra le faire dans le respect des contraintes du réseau. Un changement complet de paradigme où la réserve de capacité du réseau constituera une « batterie agrégée » à exploiter de manière efficiente au bénéfice du système électrique est donc attendu. Ce nouveau paradigme devrait également être intégré par le GRD avec, à la clé, des nécessaires investissements de type smart grid, permettant de mieux évaluer les flux instantanés sur le réseau et d'intervenir opportunément en cas de besoin. Le suivi du plan d'investissements smart grid de Sibelga devra constituer un point d'attention spécifique pour Brugel.

Concernant les modalités transparentes et non discriminatoires, nos recommandations ou actions à réaliser sont reprises ci-après.

*En matière de contrainte locale objectivée :*

- Vulgarisation autant que possible de la base législative et réglementaire à destination des clients potentiellement flexibles, mais également recherche d'une certaine cohérence fédérale
- Accélération de la télémessure des 3.000 cabines du réseau Sibelga, en priorisant les situations à fort taux de charge et/ou à fort taux d'unités flexibles identifiées en aval
- Complétion du lien client-réseau
- Implémentation d'une roadmap « distribution management system »
- Prévision dans le cadre d'une obligation d'informer le GRD en cas de dispositifs flexibles raccordés sur son réseau
- Mise en place d'un processus efficient de collecte de données
- Analyse des comportements des premiers dispositifs flexibles chez les clients dans une logique d'apprentissage continu
- Information du GRD des contrats à tarification dynamique ainsi que des charges pilotées par un FSP/BRP
- OU Analyse systématique (au moins dans les zones congestionnées) des courbes quart-horaires grâce à de l'intelligence artificielle pour détecter les utilisations critiques



En matière d'intervention en cas de contrainte anticipée :

- Mise en place d'une approche stochastique permettant d'évaluer les réactions sur les portions de réseaux en fonction d'un signal donné, à mettre en balance avec la capacité de réserve disponible pour chaque portion de réseau
- Communication du constat de contrainte aux parties impactées et automatisation de ce processus
- Evolution de la modulation des limitations d'activation en fonction des flux d'énergie observés et de la croissance du nombre de dispositifs flexibles
- Définition de cette modulation selon une logique prédéfinie (partage du gâteau ou premier arrivé premier servi)
- Communication envers les parties impactées des limites d'activation à respecter en fonction des tranches horaires
- Suivi quasi en temps réel de l'état de charge des composants du réseau impactés par les équipements flexibles (implémentation de cabines smart et d'un distribution management system)
- Analyse systématique des courbes quart horaires pour détecter les comportements déviants
- Limitation physique via le compteur intelligent de la capacité des équipements flexibles en cas de surintensité (réseau court) ou de l'alimentation générale du client flexible

En matière de renforcement du réseau si nécessaire (selon les équipements ayant un impact sur le réseau):

<b>PV</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Ne jamais brider les productions décentralisées</li><li>• Monitorer l'évolution du PV, qui pourrait se concentrer dans certains quartiers, avec des risques de saturation (très) locale du réseau</li></ul>
<b>Chauffage électrique</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Pas de conversion sans isolation préalable</li><li>• Maximiser le recours aux PAC; limiter l'accumulation</li><li>• Ne pas enterrer le (bio)gaz a priori ; raisonner « chauffage hybride »</li><li>• Etendre le concept LOLE pour traiter les situations de congestion en plus des problèmes d'adéquation</li></ul>
<b>VE</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Priorisation des usages classiques par rapport à la flexibilité, en prêtant une attention particulière à la clientèle vulnérable ou non connectée</li><li>• Priorisation du système local vs global en cas de divergences</li><li>• Prise en compte de l'<b>usage premier de la recharge</b> des véhicules électriques, c'est-à-dire la satisfaction des besoins de mobilité, dans le dimensionnement du réseau</li><li>• Renforcement d'un composant du réseau en cas de non-respect d'un critère de « confort de l'usage de la recharge »</li></ul>
<b>Batteries</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Encouragement de la maximisation de l'autoconsommation derrière le compteur ou localement au sein d'une communauté de quartier</li><li>• En cas de congestion locale, utilisation d'un dispositif de stockage stationnaire local uniquement pour soulager la zone congestionnée</li><li>• Pas d'influence de la capacité des dispositifs de stockage locaux sur le dimensionnement du réseau</li></ul>





Nous proposons ainsi l'implémentation de 5 grands principes directeurs.

Le premier principe consiste à **ne pas imposer le développement d'un marché de flexibilité local**, mais de privilégier la définition d'un cadre permettant au GRD de fixer les limites d'activation de flexibilité au bénéfice du marché global si les circonstances locales du réseau le nécessitent. Nous estimons qu'un tel modèle serait en effet plus judicieux.

Le deuxième principe directeur est **d'éviter toute logique compensatoire** à charge du GRD et au bénéfice des acteurs de la flexibilité suite à une limitation d'activation en raison de contraintes locales. Nous avons prouvé qu'une telle logique entraînerait inévitablement un effet d'aubaine pour ces acteurs, lesquels verront une valeur ajoutée à générer des congestions. L'objectif de ce principe est donc de prévenir les comportements déviants ou de gaming.

Le troisième principe intègre la nécessité d'évolution du rôle et des responsabilités du GRD. En effet, la possibilité ou le droit laissé au GRD de limiter les activations de flexibilité sans devoir compenser les acteurs impactés doit nécessairement être équilibrée par de nouvelles responsabilités ou devoirs. Le troisième principe voit donc une exigence **d'objectivation des contraintes locales**, fondée sur des mesures précises des flux instantanés d'énergie.

Sur cette base, le quatrième principe propose l'élaboration d'une **nouvelle politique de renforcement des réseaux**, respectueuse des usages classiques de l'électricité.

En pratique, l'objectivation des contraintes locales exige que Sibelga se dote en temps utile d'outils « smart grid ». Ces outils permettront de communiquer en totale transparence et en continu l'état de charge du réseau. Selon nous, une logique de « traffic lights » devra être mise en place pour informer les parties impactées :

- Zone **verte** : réseau exempt de contraintes → la flexibilité ne sera pas bridée
- Zone **orange** : réseau susceptible d'être sous contrainte, mais les besoins d'usages classiques pourront être correctement remplis → la flexibilité pourrait être bridée
- Zone **rouge** : réseau sous contrainte, même pour les seuls usages classiques; la décision de renforcement est prise → la flexibilité sera fort probablement bridée

Avant de pouvoir brider ou moduler les activations de flexibilité, il est donc nécessaire que Sibelga fixe et soumette à Brugel des **modalités de bridage transparentes et non-discriminatoires** entre les différents acteurs impactés. Ceci constitue le cinquième principe directeur.





---

## TABLE DES MATIÈRES

---

Résumé .....	3
Table des matières .....	7
Liste des tableaux.....	9
Liste des figures.....	9
Définitions et acronymes utilisés .....	11
1. Introduction.....	12
2. Prérequis .....	13
2.1. Adéquation et équilibre résiduel .....	13
2.1.1. L'équilibre résiduel.....	13
2.1.2. L'adéquation .....	13
2.1.3. Orthogonalité entre adéquation et équilibre .....	14
2.1.4. Continuum des marchés.....	14
2.1.5. Impact du renouvelable sur les volumes de réserve.....	15
2.2. Flexibilités .....	16
2.3. Contexte bruxellois.....	18
2.3.1. Etat actuel.....	18
2.3.2. Influence du véhicule électrique.....	19
2.3.3. Influence du chauffage électrique .....	20
2.3.4. Influence de la production renouvelable .....	21
3. Phase 1 : Analyse des produits de flexibilité existants .....	24
3.1. Méthodologie.....	24
3.1.1. Choix des pays/régions à analyser .....	24
3.1.2. Analyses et recherches.....	25
3.1.3. Choix des produits à analyser.....	26
3.2. Définition et problématique de l'inc-dec gaming.....	27
3.2.1. Illustration de l'inc-dec gaming sur un exemple .....	28
3.3. Application de la méthodologie pour identifier les produits à analyser .....	30
3.3.1. Pays et régions ciblés .....	30
3.3.2. Produits sélectionnés.....	34
3.4. Flexibilité implicite .....	35
3.5. Flexibilité explicite .....	37
3.5.1. Marché centralisé commun GRD-GRT .....	37
3.5.2. Marché décentralisé commun.....	37





3.5.3.	Marché centralisé GRT .....	38
3.5.4.	Marché local GRD.....	38
3.5.5.	Responsabilité d'équilibre partagée entre GRD et GRT .....	38
3.6.	Produits de flexibilité explicite Down considérant le réseau de distribution comme une plaque de cuivre	38
3.6.1.	Belgique.....	39
3.6.2.	Harmonisation des réserves au niveau européen (MARI et PICASSO) .....	41
3.7.	Produits de flexibilité down prenant en compte les contraintes du réseau de distribution.....	41
3.7.1.	Pays-Bas: GOPACS .....	41
3.7.2.	Projet pilote : Cornwall Local Energy Market .....	43
3.8.	Produits de flex GRD-only.....	44
3.8.1.	France : Enedis-Flexibilités locales, le cas Flex Moutain.....	44
3.8.2.	Grande-Bretagne : Electricity North West Limited- Sustain, Secure, Dynamic et Restore .....	46
3.9.	Belgique -Capacity Remuneration Mechanism .....	48
4.	Phase 2 : Données quantitatives .....	51
4.1.	Belgique : Balancing services (R2 et R3).....	51
4.2.	Belgique : Balancing services (R1) .....	54
4.3.	Grande-Bretagne : Sustain, Secure, Dynamic, Restore.....	54
4.4.	Pays-Bas : GOPACS .....	56
4.5.	Premières conclusions sur base des phases 1 et 2 .....	60
5.	Phase 3 : Définition d'un mécanisme d'indemnisation .....	61
5.1.	Définition de l'optimum global sociétal .....	61
5.1.1.	Dimension environnementale .....	63
5.1.2.	Dimension économique .....	63
5.1.3.	Dimension sociale.....	65
5.1.4.	Récapitulatif des messages principaux.....	66
5.2.	Mise en contexte au niveau bruxellois .....	67
5.2.1.	Rôles du GRD à l'heure actuelle.....	67
5.2.2.	Etat du réseau bruxellois .....	67
	A retenir	71
5.3.	Marché local VS global et considérations liées .....	72
5.3.1.	Besoins systémiques (échelle fédérale) et leurs impacts .....	72
5.3.2.	Opportunité de développer un marché local de flexibilité .....	74
5.3.3.	Pertinence et risques induits par l'utilisation de la flexibilité locale .....	76
5.3.4.	Limitation de la flexibilité activée à l'échelle locale pour répondre aux besoins globaux .....	79
5.4.	Modalités de limitation de l'activation de la flexibilité par le GRD.....	86



5.4.1.	Objectives .....	86
5.4.2.	Transparentes et non-discriminatoires .....	87
5.4.3.	Recommandations quant aux modalités de limitation d'activation .....	95
5.5.	Régime d'indemnisation .....	97
5.5.1.	Calendrier d'implémentation des principes directeurs .....	97
5.5.2.	Mise en œuvre des mécanismes d'indemnisation .....	100
5.6.	Proposition de régime de compensation pour une limitation d'une activation par le GRD .....	103
6.	Conclusions générales .....	104

---

## LISTE DES TABLEAUX

---

Tableau 1:	Capacités renouvelables et totales des pays européens .....	30
Tableau 2:	Pays retenus sur base de leurs indicateurs de performance .....	31
Tableau 3 :	Taux de pénétration du véhicule électrique et hybride .....	32
Tableau 4:	Pays retenus sur base de leurs indicateurs de performance .....	32
Tableau 5:	Produits sélectionnés .....	34
Tableau 6:	Produits demandés pour la zone Flex Mountain .....	45
Tableau 7:	Méthodes de réalisé acceptées par Enedis .....	45
Tableau 8:	Définition des produits proposés par ENWL .....	46
Tableau 9:	Taux de charge des points de fourniture non partagés du réseau Sibelga pour la période 2019-2020 .....	69

---

## LISTE DES FIGURES

---

Figure 1:	Différents marchés avec différents horizons temporels .....	15
Figure 2:	Traitement des prédictions de déséquilibre via les marchés intraday, en Allemagne et en Belgique .....	16
Figure 3:	Evolution de la consommation en électricité en RBC .....	18
Figure 4:	Infeed électricité baseline réel sur le réseau Sibelga 2008-2018 .....	19
Figure 5:	Consommations électriques liées aux véhicules en RBC .....	20
Figure 6:	Consommations électriques des pompes à chaleur en RBC .....	21
Figure 7:	Production électrique issue du photovoltaïque en RBC .....	22
Figure 8:	Evolution historique de la puissance photovoltaïque installée en RBC .....	23
Figure 9:	Produits de flexibilité pouvant contraindre le GRD à en limiter l'activation (en rouge) .....	26
Figure 10:	Illustration de l'exemple .....	27
Figure 11:	Offre et demande avec inc-dec gaming .....	28
Figure 12:	Nombre de pompes à chaleur installées pour 1000 ménages .....	33
Figure 13:	Différents marchés avec différents horizons temporels .....	35
Figure 14:	Fonctionnement de GOPACS .....	42
Figure 15:	Zones visées par les appels d'offres FLEX et REFLEX .....	44
Figure 16:	Exemple de demande d'ENWL sur Piclo .....	47
Figure 17:	Détermination de la capacité totale nécessaire .....	49
Figure 18:	Déroulement des principales étapes du CRM pour l'enchère 2021 .....	49
Figure 19:	Répartition des besoins R2(+ et -) en 2018 .....	51





Figure 20: Répartition des besoins R3 (Flex et Std) en 2018 .....	52
Figure 21: Activations R3 en 2018 sur l'année .....	52
Figure 22: Prix obtenus à l'activation des produits .....	53
Figure 23: Disponibilité des réserves en 2018.....	53
Figure 24: Puissance appelée pour R1 (pas de temps de 10secondes) entre janvier et avril 2018 .....	54
Figure 25: Zone à charge d'Electricity North West .....	54
Figure 26: Nombres de produits nécessaires pour chaque type pour ENW .....	55
Figure 27: Types et volumes [MW] de capacités offertes et acceptées pour la période 2020-2021 .....	55
Figure 28: Prix proposés à l'utilisation et/ou pour la disponibilité des capacités.....	56
Figure 29: Coûts et volumes de redispatch des IDCONS pour les différents GRD .....	57
Figure 30: Volumes appelés à la hausse par Liander depuis la mise en œuvre de GOPACS .....	58
Figure 31: Volumes appelés à la hausse par Stedin depuis la mise en œuvre de GOPACS .....	58
Figure 32: Volumes appelés à la hausse par TenneT depuis la mise en œuvre de GOPACS.....	59
Figure 33: Curseur à placer entre les trois dimensions .....	61
Figure 34: Evolution du prix de l'électricité sur le BELPEX en avril 2020 .....	64
Figure 35: Architecture du réseau de Sibelga.....	68
Figure 36: Dimensionnement des composants du réseau de Sibelga en moyenne tension .....	68
Figure 37: Dimensionnement des composants du réseau de Sibelga en basse tension.....	69
Figure 38: Taux de charge des transformateurs des cabines réseau.....	70
Figure 39: Taux de charge des câbles basse tension .....	70
Figure 40: Démarche de réflexion adoptée quant à l'activation de flexibilités locales .....	72
Figure 41: Segments du réseau touchés par les énergies renouvelables .....	73
Figure 42: Segments du réseau concernés par le CRM .....	73
Figure 43: Segments du réseau touchés par l'électrification des usages .....	74
Figure 44: Situations potentielles observables aux échelles globale et locale.....	76
Figure 45: Situation problématique dans le cas de Bruxelles .....	78
Figure 46: Profil de recharge d'un parc de véhicules électriques (au centre : lissé ; à droite : non lissé) .....	80
Figure 47: Cycle de recharge quotidien classique .....	81
Figure 48: Cycle de recharge quotidien alternatif en V2G .....	81
Figure 49: Capacité restante du câble entre 17h et 8h.....	83
Figure 50: Capacité restante de 22h à 7h.....	83
Figure 51: Profil de consommation intégrant la recharge des véhicules électriques en heures creuses.....	84
Figure 52: Capacités de charge et de décharge du câble en V2G .....	84





---

## DÉFINITIONS ET ACRONYMES UTILISÉS

---

GRD/DSO : Gestionnaire de réseau de distribution/ Distribution System Operator

GRT/TSO: Gestionnaire de réseau de transport/ Transport System Operator

BRP : Balancing responsible party

BSP : Balancing service provider

FSP : Flexibility service provider, fournisseur de flexibilité à un opérateur de marché de flexibilité, soit un gros acteur, soit un agrégateur de plus petits assets flexibles.

FP: Flexibility provider, opérateur d'un asset flexible, que ce soit de production ou de consommation. Un FP peut être un FSP s'il opère sur les marchés directement (cas de certains gros acteurs) ou pas, s'il passe par un agrégateur pour avoir accès au marché de flexibilité.

BT/HT : Basse tension/ haute tension

PAC : Pompe à chaleur

ECS : Eau chaude sanitaire.

COP : Coefficient de performance, soit le quotient de la chaleur utile produite par le travail (l'énergie électrique) fournie ; utilisé notamment pour caractériser l'efficacité des pompes à chaleur.

LOLE : Loss of Load Expectation, soit le nombre d'heures par an pour lesquelles on s'attend à ce que l'offre d'électricité ne puisse pas rencontrer la demande ; il existe un cadre légal fédéral à ce sujet.

CRM : Capacity Remuneration Mechanism, soit un mécanisme permettant de rémunérer la disponibilité d'un dispositif de production ou de flexibilité plutôt que sa seule activation.

GIS : Geographical Information System, soit une application localisant géographiquement les composants du réseaux (câbles, points de fourniture H.T./M.T., cabines M.T./B.T. , armoires de sectionnement B.T.).

Flexibilité Up : Augmentation de la production ou diminution de la consommation

Flexibilité Down : Diminution de la production ou augmentation de la consommation





---

## 1. INTRODUCTION

---

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la publication de la Directive européenne 2019/944 relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la Directive 2012/27/UE, laquelle est en voie de transposition à Bruxelles. L'étude s'inscrit également dans le contexte de l'ordonnance électricité de 2018 actuellement en vigueur (Articles 26ter et 32 unsexies notamment).

En particulier, l'article 32 de cette Directive prévoit que « *Les États membres fournissent le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones, de manière à améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution [...]* ».

Les objectifs de ce lot « *visent à appuyer la réflexion de Brugel par des éléments pertinents concernant la définition du mécanisme d'indemnisation relatif au marché de la flexibilité, notamment par :*

- 1. des analyses comparatives des orientations au niveau européen (dans les Etats limitrophes) pour ce qui concerne les conditions d'accès au marché de la flexibilité (droit du client, rôle du GRD, relations contractuelles, disponibilités des produits de flexibilité...),*
- 2. des données économiques et financières concernant les produits de la flexibilité,*
- 3. des propositions pour la mise en œuvre d'un mécanisme d'indemnisation. »*

Le présent rapport contient les résultats des trois phases de l'étude confiée par Brugel au consortium « Deplasse & Associés – E-Clap- 172 Partners ».

L'étude est structurée en trois phases principales :

- Phase 1 : Analyse des produits de flexibilité existants
- Phase 2 : Données quantitatives sur base des produits identifiés en phase 1
- Phase 3 : Détermination des modalités objectives, transparentes et non-discriminatoires et d'un régime d'indemnisation encadrant le droit du GRD à limiter les activations de flexibilité sur son réseau

Une série de prérequis à la bonne compréhension de l'étude est présentée au préalable reprenant les concepts structurants ainsi qu'une analyse du contexte bruxellois présent et à venir.





---

## 2. PRÉREQUIS

---

### 2.1. Adéquation et équilibre résiduel

Nous présentons ici les trois problématiques auxquelles la flexibilité peut apporter partiellement une réponse.

#### 2.1.1. L'équilibre résiduel

L'équilibre du réseau électrique consiste à s'assurer à tout moment que la production et la consommation d'électricité soient égales. Il s'agit donc d'une problématique temps-réel. Cet équilibre doit être constamment géré de manière dynamique car la production et la consommation varient sans cesse.

Cet équilibre peut être rompu par une panne dans des outils de production ou de consommation, par exemple une panne sur une interconnexion, dans une centrale ou un gros site industriel qui se met à l'arrêt de manière inopinée.

La fréquence mesurée est directement liée à l'équilibre entre production et consommation. Si la production est plus importante que la consommation, la fréquence augmente. Dans le cas contraire, elle diminue. La fréquence est donc utilisée comme un signal de l'état de l'équilibre: à l'équilibre parfait, la fréquence est de 50 Hz. L'avantage de ce signal est qu'il est mesurable partout sur la zone de réglage et peut donc être mesuré de manière décentralisée.

Les conséquences d'un échec à maintenir l'équilibre sont donc techniques: le réseau n'assure plus le transport de l'électricité selon les normes en vigueur.

#### 2.1.2. L'adéquation

L'adéquation du système électrique est la capacité au parc de production de répondre à la demande des consommateurs.

L'échelle de temps est donc multiple. Il peut y avoir des problèmes d'adéquation structurels: il est impossible de répondre à la demande pour plusieurs semaines, par exemple dans le cas de plusieurs centrales inopérantes (situation de 2018 avec le nucléaire). Mais il peut aussi y avoir des problèmes court-terme: un parc éolien qui déclenche à cause d'un vent trop fort peut entraîner l'impossibilité de satisfaire la demande.

La problématique de l'adéquation est donc une question d'offre et de demande. Ainsi, les prix sur les marchés de gros sont directement liés à l'adéquation.

Les conséquences d'un échec à maintenir l'adéquation sont donc principalement économiques: il n'y a pas suffisamment d'énergie pour que les secteurs économiques tournent à l'optimum. Dans des cas extrêmes, une forte inadéquation pourrait aussi avoir des impacts au niveau des droits fondamentaux des citoyens (fonctionnement des appareils électriques de base, chauffage, transports,...).





### 2.1.3. Orthogonalité entre adéquation et équilibre

L'adéquation et l'équilibre sont deux problématiques orthogonales; nous pouvons avoir un problème avec un critère, alors que l'autre critère est bien rempli. Voici plusieurs exemples:

	Equilibre	Déséquilibre
Adéquation	<ul style="list-style-type: none"><li>- Situation idéale (et habituelle)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Plus de vent/soleil que prévu</li><li>- Chute soudaine de la consommation</li></ul>
Inadéquation	<ul style="list-style-type: none"><li>- Parc inopérant (nucléaire en 2018)</li><li>- Black-out</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Parc éolien off-shore qui déclenche</li></ul>

Il est crucial pour la suite de bien noter cette orthogonalité entre équilibre et adéquation. Il s'agit bien de deux problématiques différentes et qui ne sont pas forcément liées.

### 2.1.4. Continuum des marchés

L'électricité peut être échangée sur plusieurs marchés en fonction de l'horizon temporel entre le deal et le moment de l'échange physique de l'électricité. Les marchés forward, day-ahead et intraday sont bien connus. En dernier recours, si un BRP est en déséquilibre sur une plage quart-horaire spécifique, il échangera l'électricité sur l'imbalance "market".

**En Belgique, le prix sur l'imbalance market est égal au prix que le TSO doit déboursier sur les réserves pour restaurer l'équilibre.**

Ce lien de prix entre les réserves et les marchés d'énergie implique que les parties géreront toute prévision de déséquilibre le plus tôt possible en faisant des échanges sur les marchés intraday. Gérer les déséquilibres le plus tôt possible est ce qui maximise l'espérance économique des acteurs. Il est donc normal que des problèmes de déséquilibres prévus soient réglés via les marchés d'énergie et que les acteurs n'attendent pas qu'Elia mette en marche les mécanismes de restauration de fréquence pour régler le problème. De grandes différences de prévision en intraday avec celles de la veille vont donc impacter les prix sur le marché intraday.

Le schéma repris ci-dessous illustre le lien entre la problématique d'équilibre et les prix sur les marchés intraday. Les problématiques d'équilibre peuvent donc être partiellement gérées via des signaux prix sur les marchés intraday, et pas uniquement via les réserves.



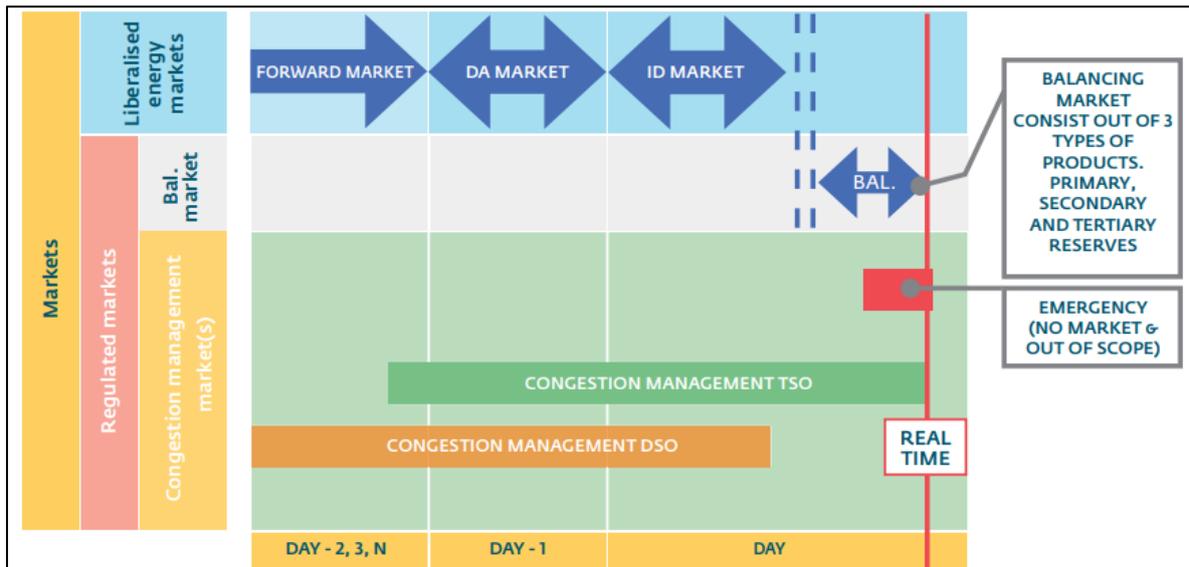


Figure 1: Différents marchés avec différents horizons temporels<sup>1</sup>

### 2.1.5. Impact du renouvelable sur les volumes de réserve

Ceci est en outre très bien illustré par le contenu de Next Kraftwerke (agrégateur allemand) présenté en Figure 2: On y observe que l'accroissement de sources d'énergie renouvelable cause principalement une hausse des volumes échangés sur les marchés intraday, plutôt qu'une hausse des volumes réservés par les TSOs. Ce point est très important pour la suite. En effet, il montre que l'impact de l'accroissement du volume des sources d'énergie renouvelable sur les volumes de réserve est beaucoup moins important que ce que l'on pourrait croire.

<sup>1</sup> ENSTO-e, CEDEC, E.DSO, EURELECTRIC, GEODE (2019), An integrated approach to active system management with the focus on TSO-DSO coordination in congestion management and balancing, p.29, Disponible en ligne: [https://cdn.eurelectric.org/media/3797/tso-dso\\_report\\_-\\_an\\_integrated\\_approach\\_to\\_active\\_system\\_management-2019-030-0255-01-e-h-B31641F6.pdf](https://cdn.eurelectric.org/media/3797/tso-dso_report_-_an_integrated_approach_to_active_system_management-2019-030-0255-01-e-h-B31641F6.pdf)



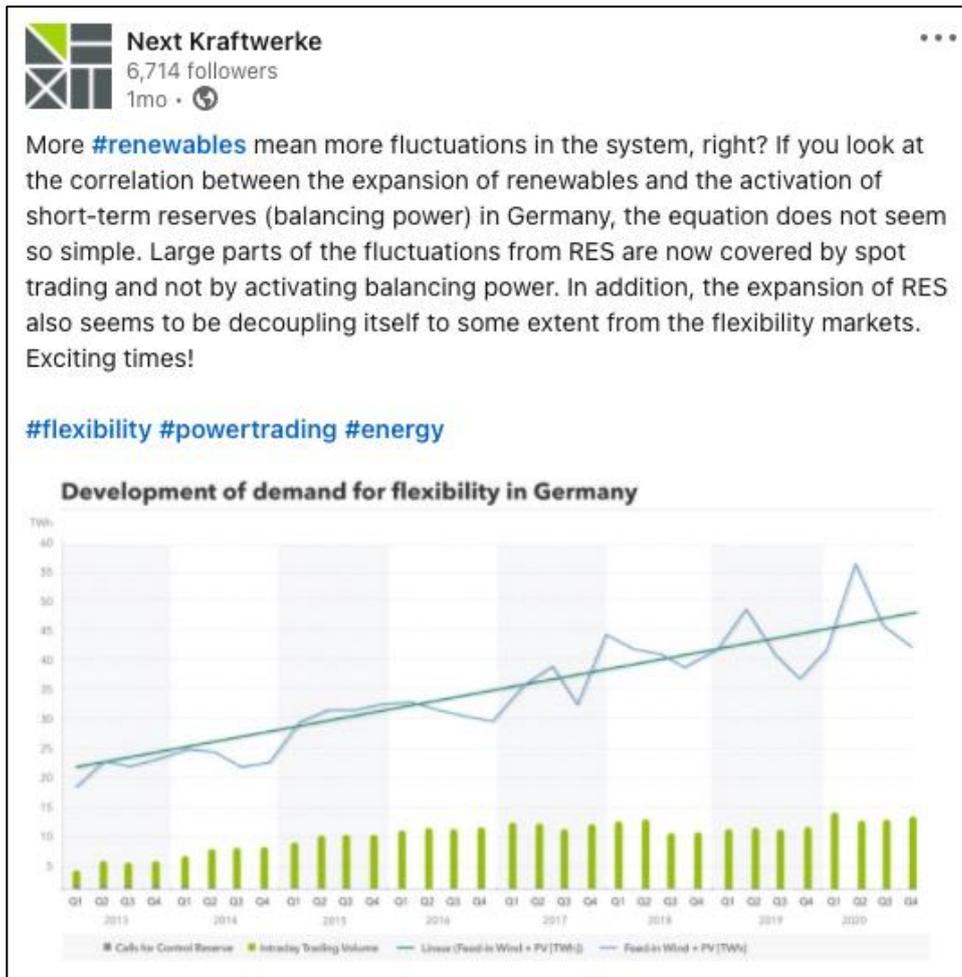


Figure 2: Traitement des prédictions de déséquilibre via les marchés intraday, en Allemagne et en Belgique<sup>2</sup>

## 2.2. Flexibilités

La section 2.1 a introduit deux problématiques qui deviennent de plus en plus importantes en raison de la croissance des sources d'énergie non-pilotables et par l'abandon du nucléaire.

Ces problématiques peuvent être partiellement résolues par la flexibilité, qui consiste pour les acteurs du système électrique à adapter leurs actions en fonction de signaux extérieurs.

La section 2.1.4 illustre bien les deux types de flexibilités existantes:

- la flexibilité implicite qui est induite par un signal prix sur un marché de l'énergie, et sans garantie que les acteurs vont suivre le signal
- la flexibilité explicite qui est activée par un signal ad-hoc (le TSO actuellement) et qui présente une obligation de résultat

<sup>2</sup> NEXT KRAFTWERKE (2021), Development of demand for flexibility in Germany , Disponible en ligne : <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:6768551734450102272/>, Next Kraftwerke (2021)





Il est crucial de bien prendre en compte les deux problématiques exposées à la section 2.1 et les deux types de flexibilité tout au long de cette étude.

Ces deux types de flexibilités pourraient être offerts partiellement par des consommateurs basse tension. En effet, avec l'essor des véhicules électriques et l'électrification du chauffage, ce segment de consommateurs représentera un potentiel de flexibilité substantiel.

Les GRD doivent donc prendre cette réalité en compte et adopter les mesures nécessaires pour que cette flexibilité croissante soit compatible avec les réalités physiques de leurs réseaux de distribution.

Des situations dans lesquelles le GRD doit limiter la flexibilité d'un groupe de consommateurs sont certainement probables. En effet, des congestions pourraient apparaître.

Comme expliqué ci-dessus, il est primordial de considérer les deux types de flexibilité, et pas uniquement les mécanismes de flexibilité explicite comme les réserves, lorsque une limitation d'activation est envisagée.





## 2.3. Contexte bruxellois

### 2.3.1. Etat actuel

La consommation électrique en Région bruxelloise suit une tendance générale à la baisse, tel qu'illustré en Figure 3. En effet, elle est passée de près de 5.800GWh en 2008 à 5.200 GWh en 2018.

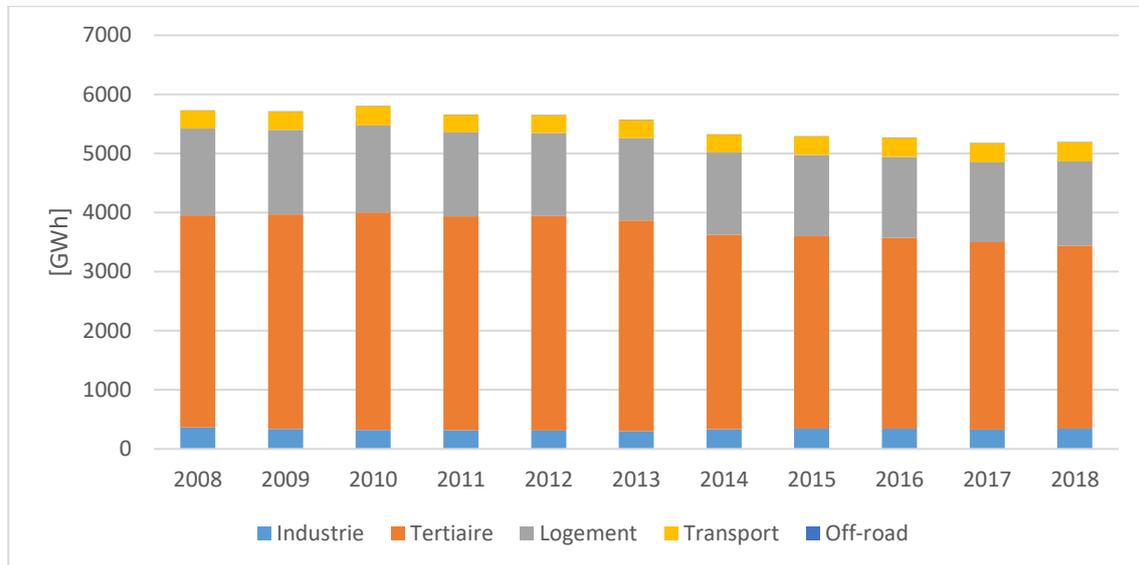


Figure 3: Evolution de la consommation en électricité en RBC<sup>3</sup>

Le secteur tertiaire est le plus énergivore et représente 60% des consommations totales, suivi par le résidentiel (27%), l'industrie (7%) et le transport (6%).

Cette tendance à la baisse se confirme également au niveau de l'infeed de Sibelga (excluant donc les clients raccordés au réseau de transport), avec une variation annuelle de -1,54%. On atteignait ainsi un infeed mensuel de 4.700 GWh en décembre 2018 (sur douze mois roulants).

<sup>3</sup> BRUXELLES ENVIRONNEMENT (2020), Bilan énergétique de la Région bruxelloise, Disponible en ligne : <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/le-bilan-energetique-de-la>



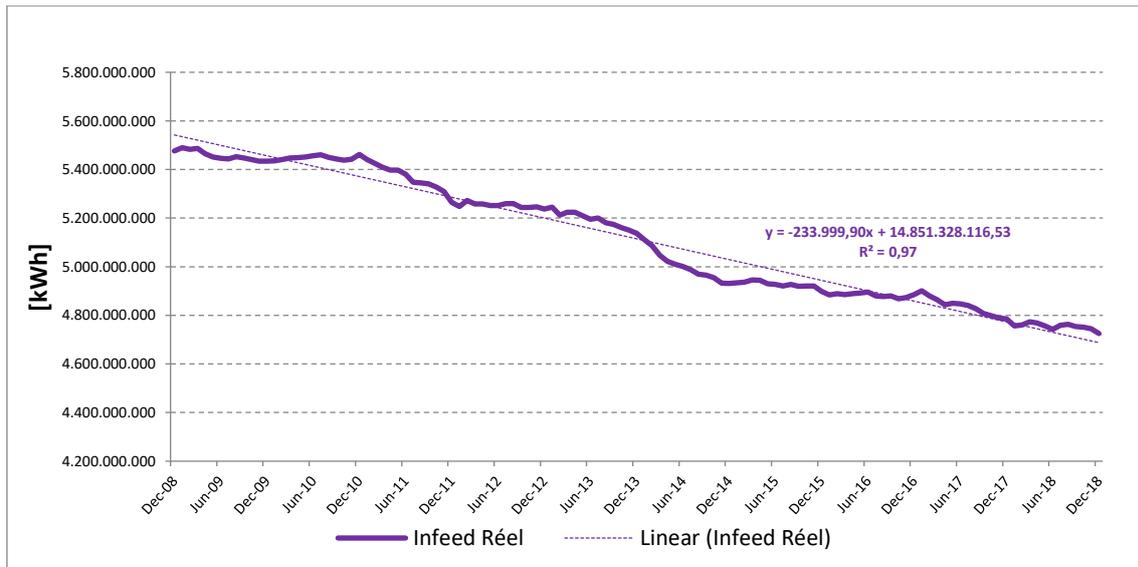


Figure 4: Infeed électricité baseline réel sur le réseau Sibelga 2008-2018<sup>4</sup>

A l'heure actuelle, le gestionnaire du réseau bruxellois observe peu voire pas de problèmes sur sa zone. En revanche, avec l'avènement du transport et du chauffage électriques, ainsi que de la production renouvelable intermittente, ce constat pourrait rapidement évoluer. L'essor attendu de ces éléments en RBC est discuté dans les prochaines sections.

### 2.3.2. Influence du véhicule électrique

La figure ci-dessous illustre la consommation liée aux véhicules et utilitaires électriques en Région bruxelloise. Après des débuts timides, on observe une réelle tendance à la hausse depuis 2018, qui tend à s'accélérer dans les prochaines années. En effet, les projections réalisées par Sibelga prévoient une consommation annuelle du parc de véhicules électriques atteignant les 80 GWh en 2024, soit 16x plus élevée qu'en 2018.

<sup>4</sup> Source : SIBELGA (2019), Quantités élec 2008-2018+ prévisions 2020-2024-données sources (document excel transmis par Brugel)



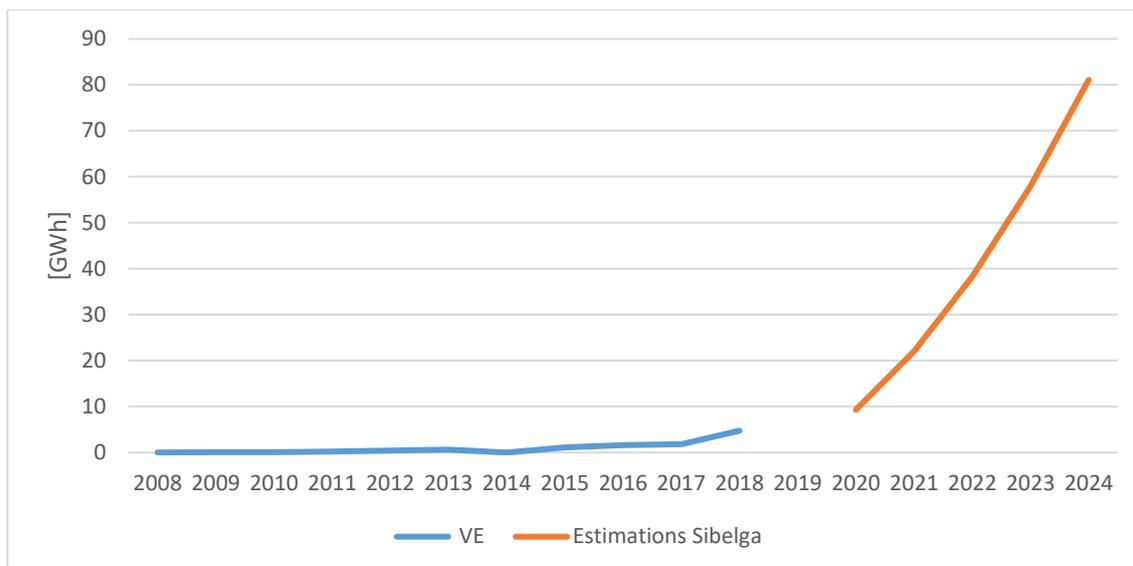


Figure 5: Consommations électriques liées aux véhicules en RBC<sup>5</sup>

Ces projections ne tiennent cependant pas compte de l'interdiction du véhicule thermique à l'horizon 2035 ni de l'interdiction similaire pour les véhicules de société à partir de 2026.

En complément de ces projections, Bruxelles Environnement a réalisé une étude visant à estimer le nombre de bornes de recharge pour véhicule électrique nécessaires au vu de son essor attendu. Selon leurs estimations, 100% des véhicules bruxellois seront électriques d'ici 2035 au vu des mesures précitées. Sur base d'un volume prévisionnel de 600.000 véhicules (incluant les utilitaires et les navetteurs) et considérant une capacité individuelle de recharge de 3 kVA, la puissance de recharge synchrone appelée pourrait ainsi atteindre 1,8 GW, largement supérieure à la capacité d'accueil du réseau, comme nous le verrons plus loin..

En outre, il est réaliste d'envisager la possibilité d'utilisation du véhicule comme batterie stationnaire afin de rendre des services au réseau à l'horizon 2030 (utilisation en « véhicule-to-grid » ou V2G). Il est cependant difficile d'évaluer cette utilisation à l'heure actuelle.

### 2.3.3. Influence du chauffage électrique

Le chauffage électrique désigne uniquement les pompes à chaleur dans le cadre de la présente étude. En effet, le chauffage électrique direct n'est pas pris en compte. Les données de consommation liées aux pompes à chaleur, quel que soit leur type, sont disponibles dans les bilans énergétiques de la Région, et des prévisions ont été réalisées dans le cadre du plan énergie-climat bruxellois.

<sup>5</sup> Sources : BRUXELLES ENVIRONNEMENT (2020), Bilan énergétique de la Région bruxelloise, Disponible en ligne : <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/le-bilan-energetique-de-la-region> ; SIBELGA (2019), Quantités élec 2008-2018+ prévisions 2020-2024-données sources (document excel transmis par Brugel)



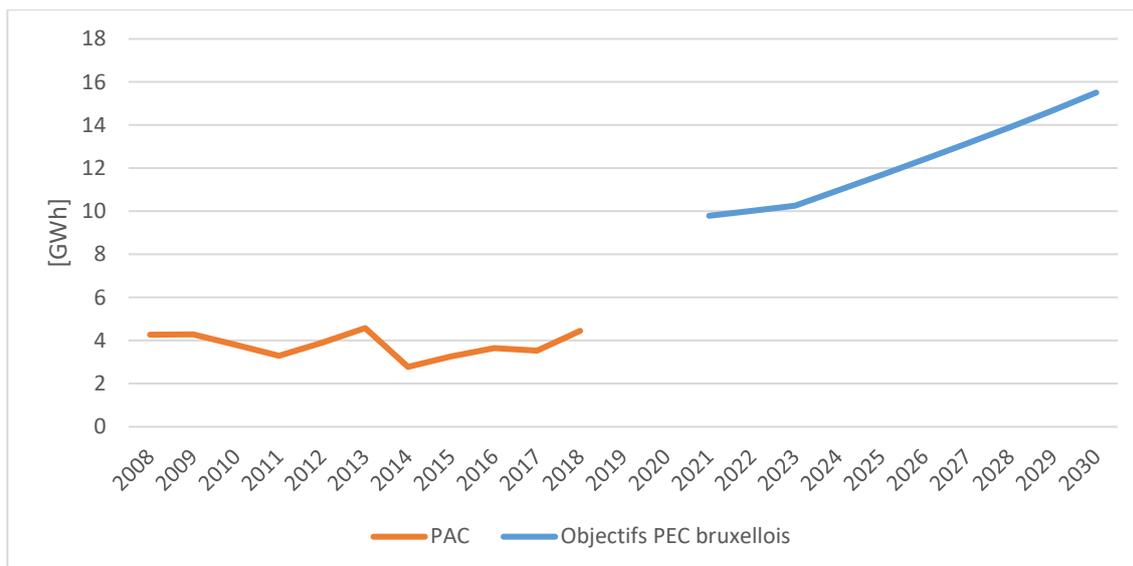


Figure 6: Consommations électriques des pompes à chaleur en RBC<sup>6</sup>

Suivant les données issues du bilan énergétique de Bruxelles Environnement, la consommation électrique liée aux PAC ne décolle pas depuis 2008 et oscille entre 2,5 et 5 GWh par an. Ces consommations sont estimées sur base de la production de chaleur des installations, associées à un COP moyen de 2,79.

Les objectifs montrent une volonté claire de promouvoir les PAC en tant que moyen de chauffage. Il est malgré tout important de pointer que l'usage de PAC air/air ou air/eau n'est pas optimal sous les 5°C<sup>7</sup> en extérieur et que passée cette limite, les installations sont mises à l'arrêt dans un souci de conservation de COP intéressant. Dès lors, la mise en œuvre de PAC de ce type ne permet pas de couvrir l'ensemble des besoins de chaleur d'un bâtiment et doit être couplée à un backup plus traditionnel tel que le gaz.

Considérant une durée annuelle de fonctionnement de 1.500h, la charge potentielle pour le réseau liée aux PAC atteindrait les 10 MW synchrones en 2030 si les objectifs bruxellois étaient atteints.

### 2.3.4. Influence de la production renouvelable

Le potentiel en matière de production renouvelable est relativement limité en Région bruxelloise. En effet, au vu de son caractère dense, il semble peu opportun de miser sur une pénétration importante de l'éolien ou de la géothermie. C'est donc plutôt le solaire photovoltaïque qui est et sera privilégié.

Plusieurs entités ont réalisé des projections de la production photovoltaïque en RBC. Celles-ci ainsi que les données historiques de production sont reprises sur la Figure 7.

<sup>6</sup> Sources : BRUXELLES ENVIRONNEMENT (2020), Bilan énergétique de la Région bruxelloise, Disponible en ligne : <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/le-bilan-energetique-de-la-bruxelles-capitale> ; REGION DE BRUXELLES-CAPITALE (2019) Plan énergie-climat bruxellois, Disponible en ligne : [https://document.environnement.brussels/doc\\_num.php?explnum\\_id=9807](https://document.environnement.brussels/doc_num.php?explnum_id=9807)

<sup>7</sup> Température de mise à l'arrêt des PAC considérée au sein du bureau Deplasse & Associés



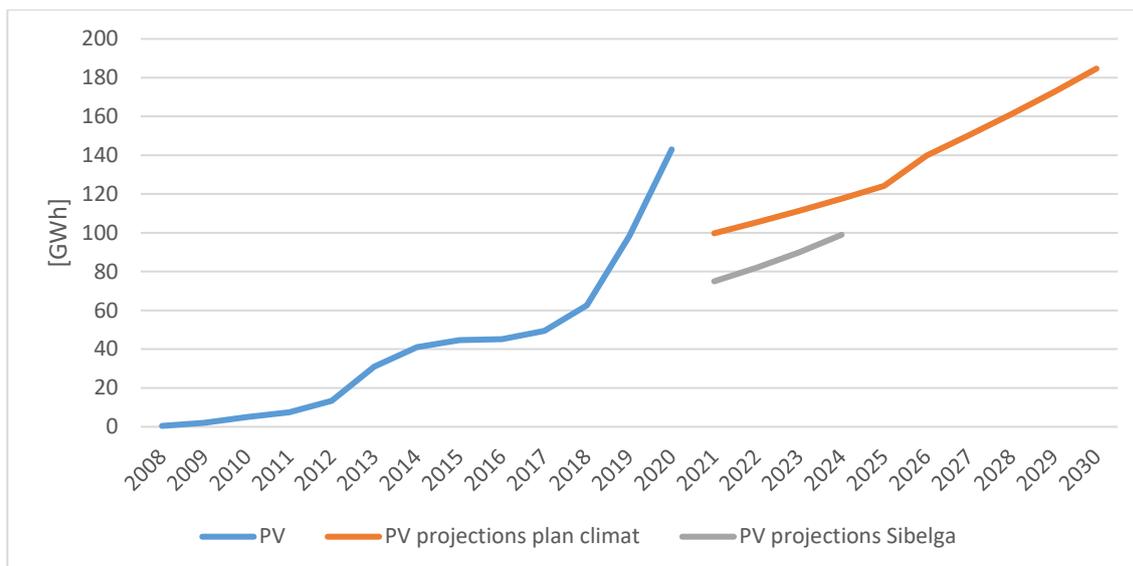


Figure 7: Production électrique issue du photovoltaïque en RBC<sup>8</sup>

On observe clairement une hausse fulgurante depuis 2018 de la production photovoltaïque, qui succède à une période de croissance bien moins importante due à l'éclatement de la bulle des certificats verts wallons en 2014 qui a freiné les investissements. Une autre cause de ce ralentissement observé entre 2014 et 2017 est la fin des primes accordées par la Région. Il semble également évident que la direction prise par la production photovoltaïque est largement supérieure aux estimations réalisées par Sibelga et aux objectifs du Plan énergie-climat, au vu de la production de 2020 égalant l'objectif de 2026.

La Figure 8 reprend les informations en termes de puissance installée en RBC de 2008 à 2020. La capacité photovoltaïque atteint ainsi les 180 MW en 2020.

<sup>8</sup> Sources : BRUXELLES ENVIRONNEMENT (2020), Bilan énergétique de la Région bruxelloise, Disponible en ligne : <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/le-bilan-energetique-de-la> ; APeRE (2020); Observatoire photovoltaïque, Disponible en ligne : <http://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaique> ; SIBELGA (2019), Quantités élec 2008-2018+ prévisions 2020-2024-données sources (document excel transmis par Brugel) ; REGION DE BRUXELLES-CAPITALE (2019) Plan énergie-climat bruxellois, Disponible en ligne : [https://document.environnement.brussels/doc\\_num.php?explnum\\_id=9807](https://document.environnement.brussels/doc_num.php?explnum_id=9807)



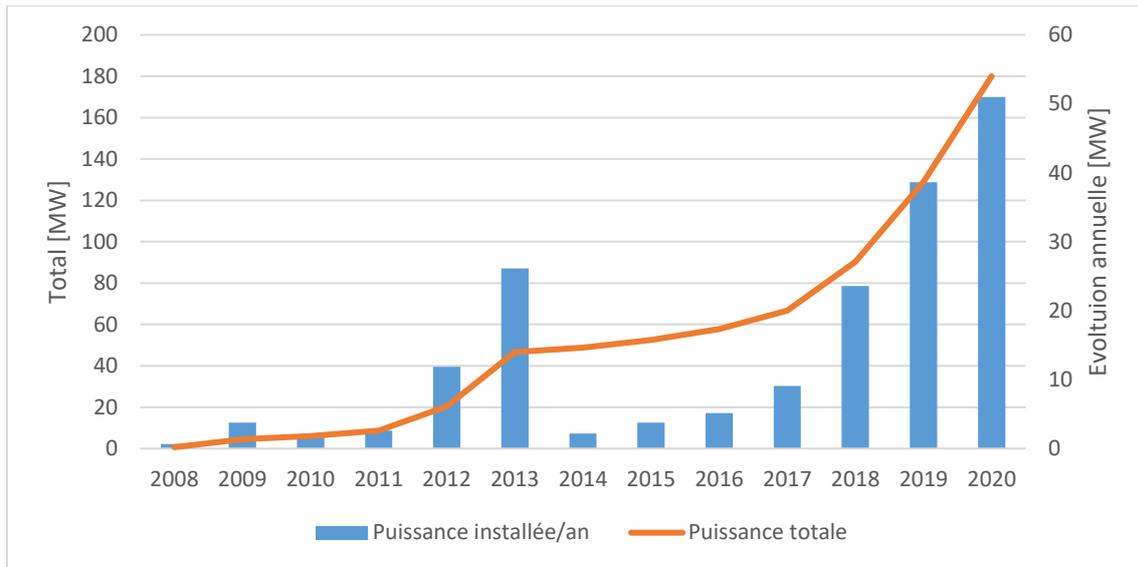


Figure 8: Evolution historique de la puissance photovoltaïque installée en RBC<sup>9</sup>

La totalité de la production n'est pas réinjectée sur le réseau. En effet, selon le rapport BI de Brugel ; seuls 19 GWh d'électricité photovoltaïque étaient réinjectés en 2017 (sans tenir compte de la réinjection compensée). Cela implique un pourcentage d'autoconsommation de 63%.

Outre le photovoltaïque, la Région bruxelloise bénéficie d'une production de chaleur renouvelable grâce aux cogénérations. En 2018, 110 GWh d'électricité étaient ainsi produits et considérés comme renouvelables. Cependant, au vu du caractère non intermittent et pilotable de ces installations, leur impact sur le réseau n'est pas analysé.

<sup>9</sup> APeRE (2020); Observatoire photovoltaïque, Disponible en ligne : <http://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaïque>



### 3. PHASE 1 : ANALYSE DES PRODUITS DE FLEXIBILITÉ EXISTANTS

La présente phase a pour objectif de réaliser un état des lieux des produits de flexibilité, quels qu'ils soient, sur le marché européen. Au vu de la diversité des contextes retrouvés, un recadrage sera réalisé sur quelques produits représentatifs qui pourront alimenter la réflexion de la phase 3. Ainsi, la méthodologie de sélection sera présentée et appliquée. La problématique dite de l'inc-dec gaming<sup>10</sup> sera abordée en section 3.2 et utilisée comme critère de choix des produits. Plusieurs catégories de produits jugés pertinents ou intéressants dans le cadre de cette étude seront finalement étudiés.

#### 3.1. Méthodologie

La présente section a pour objectif d'établir une méthodologie de travail permettant d'identifier les produits de flexibilité qui seront analysés en profondeur dans cette étude. En effet, le marché européen regorge de produits faisant appel à la flexibilité, mais les contextes dans lesquels ceux-ci sont implémentés, les conditions d'accès, ou encore leur maturité varient d'un pays à l'autre.

##### 3.1.1. Choix des pays/régions à analyser

La méthodologie de choix des zones d'analyse est réalisée en deux temps. Tout d'abord, les aspects production seront intégrés, et ensuite la couche consommation sera prise en compte.

Pour l'aspect **production**, les indicateurs retenus sont les capacités de production intermittente renouvelable installées sur les territoires nationaux. Plus précisément, ce sont les capacités éolienne et photovoltaïque qui seront étudiées. Celles-ci seront mises en regard avec la capacité totale de production installée dans chaque pays. Dès lors, il sera possible de caractériser chaque pays par des indicateurs de performance relatifs à ses capacités de production. Ces indicateurs comparent le pourcentage de capacité éolienne ou photovoltaïque par rapport à la capacité totale nationale, à ce même pourcentage pour l'ensemble de la zone géographique considérée. Ainsi, on aura par exemple pour l'éolien en Belgique:

$$\text{Indicateur de performance éolien BE} = \frac{C_{\text{éol}}^{\text{BE}}}{C_{\text{tot}}^{\text{BE}}} / \frac{C_{\text{éol}}^{\text{zone}}}{C_{\text{tot}}^{\text{zone}}}$$

Ainsi,  $C_{\text{éol}}^{\text{BE}}$  correspond donc à la capacité éolienne installée sur le sol belge, tandis que  $C_{\text{tot}}^{\text{BE}}$  correspond à la capacité totale tous types confondus installée également en Belgique.  $C_{\text{éol}}^{\text{zone}}$  et  $C_{\text{tot}}^{\text{zone}}$  sont les pendants de ces éléments à l'échelle de la zone complète considérée.

Si l'indicateur est supérieur à 100%, cela signifie que le pays considéré présente une pénétration de la technologie en question supérieure à la moyenne de la zone, et qu'une analyse plus approfondie du pays est pertinente. Cependant, si cette condition venait à ne pas être respectée pour des pays limitrophes à la Belgique, ceux-ci seraient malgré tout intégrés.

<sup>10</sup> Incremental-Decremental gaming: comportement d'un acteur de marché visant à générer des congestions en suréchangeant de la capacité sur un marché amont, puis en adoptant le comportement inverse sur un marché aval. Cela permet à l'acteur de générer des revenus supplémentaires.



Ensuite, pour l'aspect **consommation**, il convient de s'attarder sur des zones présentant des tendances semblables à celles rencontrées à Bruxelles, et plus largement en Belgique. Ainsi, seules les régions présentant une réelle tendance à la hausse pour l'électrification du chauffage et du transport seront considérées. Concernant le véhicule électrique, un indicateur de performance sera établi de manière analogue à celle utilisée pour les productions décentralisées, tandis que pour le chauffage électrique, un état des lieux de la pénétration des pompes à chaleur dans les pays européens sera réalisé.

### 3.1.2. Analyses et recherches

Les pays et régions à analyser ayant été sélectionnés au préalable, la recherche d'informations à propos des produits qui existent sur ces marchés seront identifiés. Pour ce faire, les acteurs de marché de ces pays seront pointés ainsi que les produits proposés par ces acteurs. La littérature disponible sera ainsi exploitée. Ensuite, les sites web des acteurs seront analysés afin d'obtenir des informations qualitatives sur les produits identifiés au préalable, et éventuellement ajouter des produits supplémentaires. Afin de recentrer les analyses, seuls certains produits seront analysés en profondeur. La méthodologie de collecte des produits pertinents est détaillée en section 3.1.3.



### 3.1.3. Choix des produits à analyser

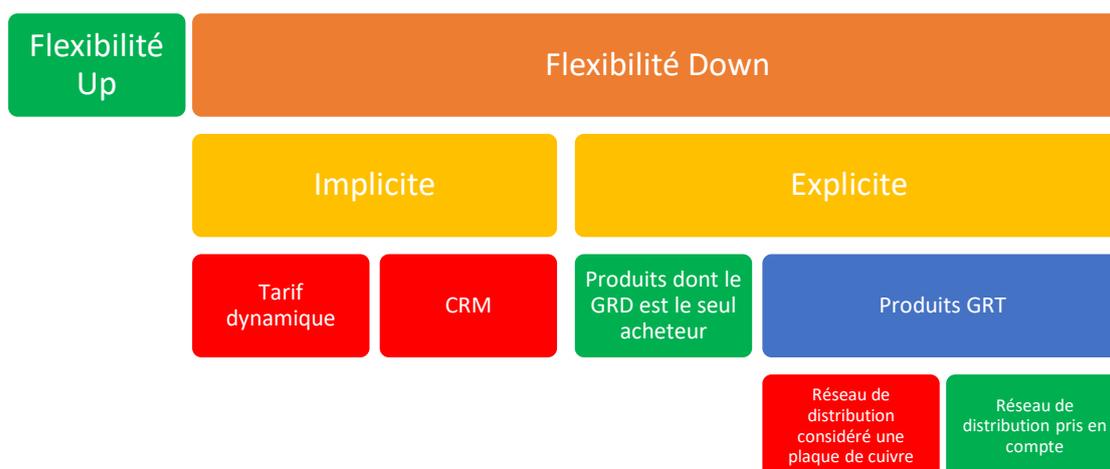


Figure 9: Produits de flexibilité pouvant contraindre le GRD à en limiter l'activation (en rouge)

Dans le cadre de cette mission, nous nous concentrerons principalement sur les produits de flexibilité dont l'activation pourrait poser problème au niveau du réseau de distribution.

Les produits de flexibilité Up (diminution de la consommation) ne seront pas analysés puisque Sibelga n'aurait aucun intérêt à en limiter les activations. En effet, les assets de production flexible sur la basse tension ne sont pas suffisamment nombreux et puissants que pour générer des congestions (cogen principalement). Et au niveau de la consommation, une diminution de celle-ci ne peut pas provoquer de congestions. Des explications approfondies sur ce postulat sont présentées en section 5.3.3.

Pour les produits Down, nous nous concentrerons sur les produits dont le clearing ou l'activation ne prend pas en compte les spécificités du réseau de distribution, c'est-à-dire 1) les produits proposés par les GRT qui considèrent le réseau de distribution comme une plaque de cuivre et 2) les produits de flexibilité implicite.

Les produits dont le clearing tiennent compte des spécificités du réseau de distribution seront analysés pour nourrir la réflexion de la phase 3 de la présente étude. Les produits de flexibilité proposés par les GRD seront mentionnés pour information.



### 3.2. Définition et problématique de l'inc-dec gaming

Avant d'appliquer la méthodologie pour sélectionner les produits concrets à analyser, il est opportun de décrire les situations de gaming qui sont apparues par le passé sur les marchés de flexibilité. Ces cas de gaming illustrent bien les aspects importants des produits de flexibilité qui caractérisent ceux qui seront pertinents dans le cadre de cette étude.

Ces cas de gaming montrent que les produits pertinents à analyser sont ceux dont les ordres d'activation sont issus d'un marché global qui ne prend pas en compte tous les aspects du réseau de distribution, et en particulier les contraintes de capacité.

Nous décrivons brièvement ci-dessous l'incremental-decremental gaming. Ce mécanisme est très bien décrit, avec beaucoup de détails, dans le papier de Hirth et al<sup>11</sup>. L'Inc-Dec gaming apparaît lorsque :

- 1) De l'énergie peut être échangée sur deux marchés qui sont consécutifs
- 2) Le premier marché à "clearer" ne prend pas en compte toutes les contraintes de capacité d'un sous-réseau
- 3) Le deuxième marché est utilisé par l'opérateur de marché afin de remédier aux congestions éventuelles provoquées par les signaux du premier marché
- 4) Les acteurs peuvent participer aux deux marchés

Dans ce cas, un acteur A aura un incitant à agir sur le premier marché afin de générer des congestions, par exemple en vendant de l'énergie à bas prix, peut-être à perte. Il vendra donc plus d'énergie (Inc). Ces congestions forceront l'opérateur du deuxième marché à acheter de la flexibilité afin d'éviter ces congestions. L'acteur A pourra donc offrir de la flexibilité sur le deuxième marché et empêcher une prime supplémentaire pour ne pas produire (Dec).



Figure 10: Illustration de l'exemple

<sup>11</sup> HIRTH L., SCHLECHT I. (2019). "Redispatch Markets in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power).", Disponible en ligne : <https://ideas.repec.org/p/zbw/esprep/194292.html>

### 3.2.1. Illustration de l'inc-dec gaming sur un exemple

Cet exemple est inspiré de celui décrit dans le papier de Hirth et al.

Le réseau est composé d'une zone de réglage globale et de deux sous-zones nord et sud. La présence d'un parc éolien dans la zone nord rend possible de prédire une congestion de la ligne entre nord et sud en cas de grand vent.

Un acteur possède des installations de production flexibles au nord et au sud. Au nord, il dispose d'unités diesel avec un coût marginal élevé, qui sont souvent hors du marché.

Analysons les courbes d'offre et de demande avec et sans inc-dec gaming.

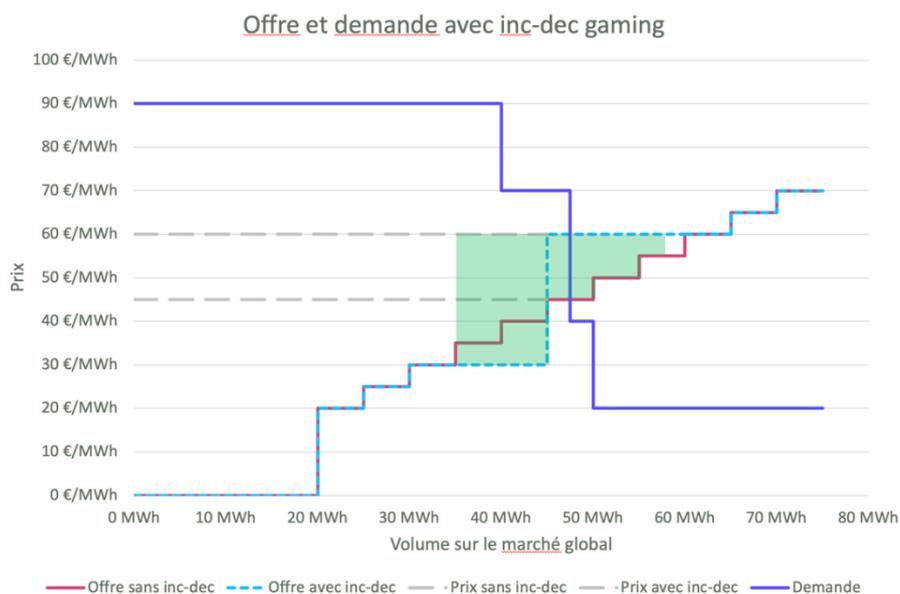


Figure 11: Offre et demande avec inc-dec gaming

Le marché global est le premier à "clearer". Sans comportement abusif, l'offre suit la courbe rouge sur le graphe et le marché se stabilise à un prix de 45 €/MWh. Les assets diesel qui sont chers ne sont pas sélectionnés.

Avec de l'inc-dec gaming, l'acteur de marché peut fausser les offres en cas de prévision de congestion de la ligne nord-sud, par exemple en cas de grand vent. L'acteur qui opère les unités diesel les offre sur le marché global à 30 €/MWh, soit largement en-deça de leur coût marginal réel. Cela permet à cet acteur de placer ses unités diesel dans le marché. Simultanément, ce même acteur offre ses unités au gaz à un prix plus élevé que le coût marginal réel. Ce comportement exacerbera la congestion de la ligne nord-sud.

Dans un second temps, l'opérateur du réseau prévoit la congestion due au clearing du marché global. Il va donc demander aux assets les plus chers dans la zone nord de diminuer leur consommation et aux assets les moins chers de la zone sud et non-sélectionnés par le marché global d'augmenter leur production afin de soulager la ligne nord-sud. Les compensations pour ce genre de mécanisme consistent à demander aux assets de la zone nord de rembourser leurs coûts affichés (30 €/MWh) et de payer les assets qui doivent maintenant produire dans la zone sud à leur coûts affichés (60 €/MWh). L'acteur non-vertueux génère donc des profits supplémentaires représentés en vert sur la figure. Une analyse plus fine de cet exemple est reprise dans le papier de Hirth et al.





Ces mécanismes et les risques associés ont donc été pédagogiquement décrits dans le papier de Hirth et al. Les auteurs expliquent en quoi les équilibres de Nash<sup>12</sup> permettent de démontrer que ce gaming est la stratégie optimale pour les acteurs de marché, et aura donc pour conséquence de coûter plus cher à la communauté.

Ce gaming peut apparaître dans plusieurs situations d'intérêt :

- Avec le marché day-ahead et un marché de re-dispatch
- Entre le clearing de la plateforme MARI<sup>13</sup> et un marché de re-dispatch
- Entre le clearing d'un marché de réserve belge (aFRR ou mFRR) et un marché de flexibilité local.

Il est important de noter que ce gaming est déjà apparu et a eu des effets désastreux.

En Californie: lors de la libéralisation en 1996-1998, un marché zonal avec 2 bidding zones était en place et les congestions internes à ces zones étaient gérées par des instructions locales issues d'un marché. Cela a mené à des situations de gaming sur le marché (Inc-Dec) et le régulateur a obligé l'introduction de locational marginal (nodal) pricing en 2009.<sup>14</sup>

En Ecosse/Angleterre, la situation a été identique. La ligne qui reliait les zones de l'Ecosse et de l'Angleterre était souvent congestionnée suite au clearing du day-ahead. Il a été démontré que ces congestions étaient en partie dues à la manière dont les acteurs locaux postaient leurs ordres sur le marché day-ahead. Ces ordres ne reflétaient pas leur structure de coût réelle. Ces mêmes acteurs étaient donc assurés qu'ils seraient activés pour ne pas produire ce qu'ils avaient vendu sur le marché day-ahead.<sup>15</sup>

Le régulateur Ofgem a obligé les installations de production à être payées à leur coût marginal réel pour éviter que ces situations perdurent.

Nous rappelons que Statnett a identifié de tels risques avec la plateforme MARI, qui ne prend pas en compte toutes les contraintes des réseaux de transport des différentes régions. Voir section 3.6.2 pour plus de détails.

---

<sup>12</sup> Un équilibre de Nash est une combinaison de décisions individuelles visant à adopter la stratégie optimale en fonction des décisions des autres acteurs.

<sup>13</sup> Manually Activated Reserves Initiative, projet européen de création d'une plateforme européenne mFRR décrit plus en détail en section 3.6.2.

<sup>14</sup> Exemple décrit dans HIRTH L., SCHLECHT I. (2019). "Redispatch Markets in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power).", p.8

<sup>15</sup> idem



### 3.3. Application de la méthodologie pour identifier les produits à analyser

#### 3.3.1. Pays et régions ciblées

##### Analyse sur base de la production renouvelable

Afin d'identifier les pays pertinents dans le cadre de l'analyse, il a été décidé de réaliser un focus sur les pays européens présentant un fort taux de pénétration des énergies renouvelables sur leur territoire, et plus particulièrement aux niveaux capacités photovoltaïque et éolienne. Afin d'établir les capacités respectives installées sur chaque territoire national, la plateforme « ElectricityMap »<sup>16</sup> a été utilisée. Cette dernière recense les capacités installées en fonction du type de technologie. Les capacités de stockage hydro ou batteries ainsi que les capacités d'importations n'ont pas été considérées. Ainsi, le tableau ci-après reprend les capacités éolienne, photovoltaïque et totale des pays européens :

Pays	Capacité éolienne	Capacité solaire	Capacité totale
<b>Belgique</b>	4,670 GW	4,790 GW	24,638 GW
<b>Dont Bruxelles</b>	0 GW	0,180 GW	/
<b>France</b>	16,600 GW	9,440 GW	125,290 GW
<b>Allemagne</b>	62,400 GW	53,600 GW	218,600 GW
<b>Autriche</b>	3,130 GW	1,330 GW	17,834 GW
<b>Pays-Bas</b>	5,680 GW	6,870 GW	41,895 GW
<b>Espagne</b>	25,900 GW	11,800 GW	99,247 GW
<b>Portugal</b>	5,230 GW	0,828 GW	17,574 GW
<b>Italie</b>	10,172 GW	18,697 GW	78,728 GW
<b>Grande-Bretagne</b>	23,200 GW	13,300 GW	102,070 GW
<b>Irlande du nord</b>	0,995 GW	0,092 GW	3,502 GW
<b>Danemark</b>	6,100 GW	1,013 GW	15,929 GW
<b>Irlande</b>	1,200 GW	0,036 GW	8,948 GW
<b>Suisse</b>	0,076 GW	2,250 GW	15,151 GW
<b>Suède</b>	8,98 GW	0,70 GW	43,46 GW
<b>Norvège</b>	3,65 GW	0,00 GW	36,78 GW
<b>Finlande</b>	2,28 GW	0,22 GW	18,02 GW
<b>Rép. Tchèque</b>	0,28 GW	2,03 GW	19,03 GW
<b>Pologne</b>	6,25 GW	3,66 GW	45,21 GW
<b>Slovaquie</b>	0,03 GW	0,53 GW	7,04 GW
<b>Slovénie</b>	0,03 GW	0,26 GW	3,69 GW
<b>Hongrie</b>	0,33 GW	0,94 GW	9,11 GW
<b>Croatie</b>	0,63 GW	0,05 GW	6,66 GW
<b>Islande</b>	0,02 GW	0,00 GW	2,99 GW
<b>Bulgarie</b>	0,70 GW	1,04 GW	12,70 GW
<b>Roumanie</b>	2,97 GW	1,15 GW	18,94 GW
<b>Zone</b>	<b>191,50 GW</b>	<b>134,63 GW</b>	<b>1004,12 GW</b>

Tableau 1: Capacités renouvelables et totales des pays européens

<sup>16</sup> ELECTRICITY MAP (2021) [En ligne]: <https://www.electricitymap.org/map>



Sur cette base, il est possible de calculer le taux de pénétration de chaque énergie renouvelable et de comparer celui-ci avec le taux moyen de la zone considérée. Dès lors, si le taux de pénétration éolien ou/et solaire est supérieur à celui de la zone considérée, le pays est considéré comme pertinent à analyser. Ainsi, le Tableau 2 reprend les pays respectant ce critère parmi la liste présentée au Tableau 1.

Nous constatons au Tableau 1 que la capacité éolienne est nulle en RBC et que sa capacité photovoltaïque ne représente que 3,76% de la capacité de production nationale, et ce pour une consommation d'électricité représentant plus de 10% de la consommation nationale à l'échelle de la distribution. La pénétration relative du photovoltaïque est donc, logiquement en raison de son caractère urbain, largement inférieure en RBC, comparé à la moyenne nationale et cette tendance devrait perdurer.

Pays	Indicateur de performance éolien	Indicateur de performance solaire
<b>Belgique</b>	99%	145%
<b>France</b>	69%	56%
<b>Allemagne</b>	150%	183%
<b>Pays-Bas</b>	71%	122%
<b>Espagne</b>	137%	89%
<b>Portugal</b>	156%	35%
<b>Italie</b>	68%	177%
<b>Grande-Bretagne</b>	119%	97%
<b>Irlande du nord</b>	149%	20%
<b>Danemark</b>	201%	47%
<b>Suisse</b>	3%	111%
<b>Suède</b>	108%	12%

*Tableau 2: Pays retenus sur base de leurs indicateurs de performance*

La France ne respecte pas le critère établi. Cependant, étant donné qu'il s'agit d'un pays limitrophe à la Belgique, il est décidé de la conserver pour la suite des analyses.



## Analyse sur base de la consommation électrique liée à la mobilité et au chauffage

Outre les critères relatifs à la production intermittente, il est important de recentrer nos analyses sur les zones présentant des tendances similaires à Bruxelles en termes de consommation. Typiquement, ce sont ainsi les aspects relatifs à la pénétration du chauffage et du transport électriques qui sont observés.

Concernant le véhicule électrique, Eurostat a publié en 2018 ses statistiques quant à la pénétration de celui-ci ainsi que du véhicule électrique hybride. Les données qui y sont relatives sont reprises dans le Tableau 3. Les pays exclus précédemment ne sont pas repris.

Pays	Pénétration du véhicule électrique	Pénétration du véhicule électrique et hybride
Allemagne	0,177%	0,319%
Belgique	0,158%	1,543%
Danemark	0,387%	0,586%
Espagne	0,108%	1,083%
France	0,359%	1,623%
Grande-Bretagne	0,176%	1,842%
Italie	0,031%	0,646%
Pays-Bas	0,527%	1,673%
Portugal	0,189%	0,861%
Suède	0,342%	3,107%
Suisse	0,417%	2,049%

Tableau 3 : Taux de pénétration du véhicule électrique et hybride<sup>17</sup>

Sur base d'une équation semblable à celle proposée en section 3.1.1, il est donc possible d'établir l'indicateur de performance de ces pays en matière d'électromobilité.

Pays	Indicateur de performance véhicule électrique	Indicateur de performance véhicule électrique et hybride
Allemagne	90%	29%
Belgique	81%	142%
Danemark	198%	54%
France	184%	149%
Grande-Bretagne	90%	169%
Pays-Bas	270%	154%
Suède	175%	286%
Suisse	213%	188%

Tableau 4: Pays retenus sur base de leurs indicateurs de performance

<sup>17</sup> EUROSTAT (2021), Données disponibles en ligne :

[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ROAD\\_EQS\\_CARPD\\_custom\\_977555/default/table?lang=fr](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ROAD_EQS_CARPD_custom_977555/default/table?lang=fr)

Statistics Electric Vehicles in the Netherlands (2020), Données disponibles en ligne :

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/11/Statistics%20Electric%20Vehicles%20and%20Charging%20in%20The%20Netherlands%20up%20to%20and%20including%20October%202020%20-%20202.pdf>



A noter qu'ici, c'est l'Allemagne qui ne respecte pas le critère. Cependant, à nouveau, il s'agit d'un pays limitrophe à la Belgique, d'où le souhait de le maintenir dans l'analyse.

Enfin, concernant la pénétration du chauffage électrique, et plus précisément des pompes à chaleur, il n'existe pas de données chiffrées exploitables en énergie ou en puissance pour la réalisation d'un indicateur de performance. Néanmoins, l'EHPA (European Heat Pump Association) a publié des statistiques en matière de nombre de pompes à chaleur installées par ménage. La Figure 12 reprend la performance des pays européens à ce propos.



Figure 12: Nombre de pompes à chaleur installées pour 1000 ménages<sup>18</sup>

Cette figure met en évidence le relativement faible taux de pénétration des pompes à chaleur (tous types confondus) en dehors de pays scandinaves.

<sup>18</sup> EHPA (2028), Number of installed heat pumps per 1000 households, Disponible en ligne: [http://www.stats.ehpa.org/hp\\_sales/story\\_sales/](http://www.stats.ehpa.org/hp_sales/story_sales/).



### 3.3.2. Produits sélectionnés

Sur base de la méthodologie proposée en section 3.1.3, voici un récapitulatif des produits de flexibilité sélectionnés ainsi que la catégorie à laquelle ils se rapportent. L'objectif est ainsi de balayer les différentes catégories de produits tout en restant cohérents avec la méthodologie de choix des pays à analyser proposée.

Nom du produit	Gestionnaire(s) de réseau concerné(s)/ Pays	Catégorie du produit	Section relative au produit
Flexibilité implicite	BE	Flexibilité implicite	3.4 <b>Error! Reference source not found.</b>
Services de balancing nationaux	Elia (BE) mais concerne la plupart des GRT européens	Flexibilité explicite down considérant les réseaux de distribution comme une plaque de cuivre	3.6
GOPACS	Gestionnaires de réseau de transport et de distribution - NL	Flexibilité explicite down tenant compte des contraintes des réseaux de distribution	3.7.1
Cornwall pilot project	National Grid ESO (GRT) et Western Power Distribution (GRD) - UK	Flexibilité explicite down tenant compte des contraintes des réseaux de distribution	3.7.2
Flexibilités locales	Enedis (FR)	Flexibilité explicite down achetée uniquement par le GRD	3.8.1
Sustain, Secure, Dynamic et Restore	Electricity Networks West (UK)	Flexibilité explicite down achetée uniquement par le GRD	3.8.2
Capacity remuneration mechanism	Elia (BE)	Mécanisme de rémunération de capacité	3.9

Tableau 5: Produits sélectionnés



### 3.4. Flexibilité implicite

Le marché de l'électricité est organisé en Belgique, et plus largement en Europe, comme illustré en Figure 13 et explicité plus en détail en section 2.1.4.

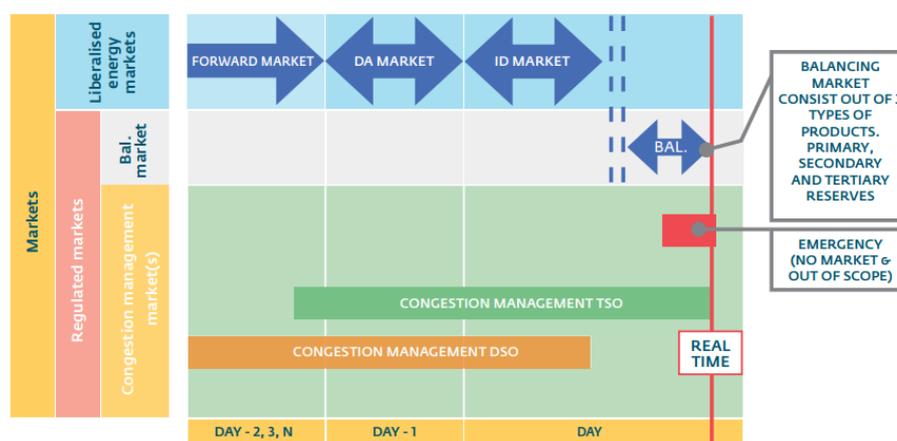


Figure 13: Différents marchés avec différents horizons temporels<sup>19</sup>

La flexibilité implicite a en outre été définie en section 2.2.

Concrètement, l'idée est de permettre au client d'obtenir un contrat pour lequel la composante « énergie » de sa facture est dynamique et suit les prix observés sur les marchés de l'électricité (notamment sur les marchés day-ahead et intraday). Sur cette base, le client pourra adapter sa consommation en fonction des conditions de marché instantanées en limitant sa consommation en période de pointe et en déplaçant ses consommations (par exemple, pour la recharge de son véhicule électrique) lors des périodes où les prix sont plus faibles.

A l'heure actuelle, ce genre de contrat de tarification dynamique est peu voire pas pratiqué en Belgique. Cependant, le bureau EVS Energy, spécialisé dans le domaine de la tarification, observe quelques pratiques se rapprochant du modèle de tarification dynamique explicité ci-avant :

- **Modèle de contrat EPEX par heure** : la consommation du client est répartie selon un profil SLP prédéfini. La consommation est donc évaluée et le prix fixé pour chaque heure suit une formule de type  $a \cdot \text{EPEX}_{\text{heure considérée}} + b$ , les facteurs  $a$  et  $b$  pouvant également varier par exemple en fonction des heures pleines et creuses. La facture annuelle pour la composante commodity sera donc :

$$\text{Facture annuelle}_{\text{Commodity}} = \sum_{h=1}^{8760} \text{Conso}_h (a_h \cdot \text{EPEX}_h + b_h)$$

- **Modèle basé sur l'EPEX moyen par mois** : le principe est semblable, excepté que la consommation n'est plus évaluée en fonction des SLP, et que la composante  $\text{EPEX}_h$  imputée dans la formule ci-dessus est une moyenne pour le mois considéré.
- **Modèle basé sur l'EPEX moyen par période** : la consommation est évaluée sur une période donnée, ainsi que l'EPEX moyen pour cette même période. Ici, la facture pour la période considérée correspondra à la consommation multipliée par l'EPEX moyen.

<sup>19</sup> ENSTO-e, CEDEC, E.DSO, EURELECTRIC, GEODE (2019), An integrated approach to active system management with the focus on TSO-DSO coordination in congestion management and balancing, p.29



- 
- **Modèle jour/nuit** : les tarifs de jour et de nuit sont calculés sur base des prix EPEX observés pour ces deux tranches au cours du mois. A noter que les heures jour/nuit peuvent différer selon qu'il s'agisse des heures EPEX (jour semaine= 8-20h) ou classiques en RBC (jour ouvrable= 7-22h).

Des formules similaires existent également sur base du BELPEX ou de l'ENDEX.

En outre, des formules similaires commencent à voir le jour pour le rachat d'énergie produite localement par les prosumers.

On comprend donc bien que la flexibilité implicite est peu voire pas implémentée à l'heure actuelle pour les clients basse tension. Le déploiement du compteur intelligent devrait permettre de proposer ce genre de contrat à l'avenir.



### 3.5. Flexibilité explicite

Il existe cinq approches possibles pour coordonner le GRD et le GRT au niveau de la flexibilité explicite. Il sont décrits de manière très détaillée et analytique dans le document suivant de Papavasiliou et al.<sup>20</sup>.

Nous décrivons ces mécanismes afin de pouvoir catégoriser les produits existants en fonction de leur fonctionnement.

Il faut noter qu'aucun de ces mécanismes n'offre de compensation quelconque aux fournisseurs de flexibilité. Si un point de flexibilité n'est pas bien situé, par exemple car situé sur une portion fort utilisée du réseau, il ne sera simplement repris pour aucune activation.

Le mécanisme de compensation éventuel dû par le GRD par cause de mauvais dimensionnement du réseau de distribution sera étudié dans la phase 3 du présent lot.

La présentation de ces mécanismes de coordination chevauche le lot 1 de la mission. En effet, la plupart de ces mécanismes reposent sur un marché de flexibilité locale. Il est néanmoins important que nous les décrivions ici afin de nourrir la phase 3 du lot 2.

#### 3.5.1. Marché centralisé commun GRD-GRT

Ce schéma de coordination consiste à reprendre le fonctionnement actuel des marchés de réserve, mais en y ajoutant toutes les contraintes du réseau de distribution. En clair, le GRT décide des activations à réaliser en prenant en compte les contraintes non-linéaires du GRD. Pour l'instant, le GRT résout un simple merit order et considère donc implicitement le réseau du GRD comme une plaque de cuivre.

Ce fonctionnement est celui qui est le plus efficace en théorie, mais requiert de résoudre un problème d'optimisation extrêmement complexe à chaque activation. Cela implique qu'en l'état des connaissances actuelles, il n'est pas possible de résoudre ce problème suffisamment rapidement.

Ce mécanisme est néanmoins intéressant d'un point de vue théorique puisqu'il permet de quantifier les performances des autres mécanismes.

#### 3.5.2. Marché décentralisé commun

Ce mécanisme consiste pour le GRD à agréger toutes les offres de flexibilité de son périmètre et à offrir à son tour cette offre agrégée au GRT, via les marchés de réserve existants. Le GRD s'assure que toute activation de cette offre agrégée respecte les contraintes de son réseau. En cas d'activation, le GRT activera le GRD (et non des ressources spécifiques) et le GRD devra à son tour activer les ressources spécifiques.

Cela requiert les actions suivantes de la part du GRD :

- 1) un clearing de marché local en day-ahead, lorsque le GRT clôture les enchères
- 2) une décomposition du signal d'activation du GRT en signaux d'activation locaux

---

<sup>20</sup> A. Papavasiliou, I. Mezghani, "Coordination Schemes for the Integration of Transmission and Distribution System Operations", 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, June 11-15, 2018.





Cette solution est très prometteuse et est testée actuellement dans le cadre de projets européens. Il est néanmoins trop tôt que pour valider les performances en pratique d'un tel mécanisme.

Dans le cadre du projet Local Energy Market dans les Cornouailles (voir section 3.7.2), il était prévu que l'offre résiduelle disponible sur le marché local soit offerte sur le balancing mechanism. Néanmoins cela n'a pas été fait, et nous ne disposons donc pas de résultat concret.

### 3.5.3. Marché centralisé GRT

Dans ce cas-ci, le GRD doit donner l'autorisation à un acteur de flexibilité de participer aux marchés de réserve : c'est suivant ce mécanisme que sont gérés aujourd'hui les produits de réserve en Belgique. Cela assure de-facto que toute activation du GRT respecte les contraintes de réseau de distribution, mais cela aura comme conséquence de limiter l'accès de flexibilité potentielle aux marchés de réserve.

### 3.5.4. Marché local GRD

Ce mécanisme sépare la gestion de l'activation en fonction de la localisation du déséquilibre : sur le réseau de transport ou sur le réseau de distribution. Par contre les ressources sont partagées entre le GRD et le GRT. Deux marchés sont ainsi organisés. Le premier est opéré par le GRD qui sélectionne les ressources les moins chères pour rééquilibrer son réseau. Le GRT opère le deuxième clearing et sélectionne les ressources (plus chères) nécessaires à l'équilibre résiduel sur sa zone.

Cette approche donne théoriquement des performances nettement moindres que le mécanisme de marché centralisé GRT. En effet, ce mécanisme permet au GRD et au GRT de sélectionner des ressources dans des directions différentes. Cela amène à des situations éloignées de l'optimum.

### 3.5.5. Responsabilité d'équilibre partagée entre GRD et GRT

Ce mécanisme part du principe que chaque gestionnaire de réseau est responsable de l'équilibre de son propre réseau en utilisant les ressources qui y sont connectées. Il faut noter que les ressources ne sont donc pas partagées ; une ressource située sur le réseau de distribution ne peut pas être utilisée pour résoudre un déséquilibre au niveau de la zone de réglage du GRT.

Ce mécanisme est sous-performant par rapport aux autres car les ressources ne sont pas partagées.

## 3.6. Produits de flexibilité explicite Down considérant le réseau de distribution comme une plaque de cuivre

Cette section décrit les produits de réserve, qui sont tous organisés de manière centralisée par le GRT (section 3.5.3).

Nous présenterons les produits belges auxquels les clients basse tension pourraient vouloir participer et que le GRD pourrait devoir limiter. Ces produits belges sont évidemment intéressants pour nourrir la réflexion de la phase 3.

Au niveau européen, nous n'avons identifié aucun produit de réserve pour lesquels le GRD modifie les activations des produits de réserve du GRT, que ce soit via une limitation ou un re-dispatch. Il y a plusieurs raisons à cela :



- 
- 1) Le GRD filtre en amont et ne tolère que la flexibilité qui ne sature pas son réseau, même pour le pire scénario. Il n'y a donc pas de raison de modifier les activations par la suite.
  - 2) Ce fonctionnement donnerait un incitant à des comportements de gaming de la part des acteurs de marchés (voir plus loin)
  - 3) Les relativement faibles capacités offertes ne menacent pas les limites de capacités du réseau de distribution

Nous ne présenterons donc pas les produits de réserve des autres pays européens.

### 3.6.1. Belgique

Nous considérons ces produits connus dans le cadre de cette étude et nous nous concentrons ici sur la description des caractéristiques qui sont pertinentes pour le sujet qui nous occupe. Une distinction est réalisée entre un FSP (Flexibility Service Provider – client d'Elia sur les marchés de réserve) et un FP qui est l'opérateur d'un asset flexible et qui peut passer par un agrégateur pour avoir accès aux marchés de réserve.

#### Accès au marché de flexibilité

Dans les faits, les produits de réserve sont réservés aux clients haute et moyenne tension. En effet, Elia impose des conditions très strictes aux participants de ces marchés et augmente continuellement les niveaux de service requis. En particulier, les compteurs doivent être homologués par Elia. Au niveau de la qualité de service attendue, Elia multiplie constamment les tests (vérification de la capacité réellement disponible et de la qualité de l'activation).

Ces prérequis et opérations lourdes obligent de-facto tout client basse tension à être entièrement automatisé pour participer à ces marchés. Cela implique que seuls les processus avec stockage d'énergie (y compris la chaleur et le froid) peuvent être flexibles et offerts sur les marchés de réserves. En effet, les sommes en jeu étant très réduites pour ces clients (au vu de leur faible capacité), seule une flexibilité qui n'impactera pas leur confort est envisageable à ce stade.

Les flexibilités basse tension candidates sont donc la production d'eau chaude sanitaire (ECS), le chauffage et la recharge/décharge de batteries (stationnaires et véhicule électriques).

Au niveau de la sécurité du réseau, les GRT - qui gèrent les marchés de réserve - prennent en compte la capacité des lignes principales du réseau et indiquent à tout moment si une des dix zones principales atteint la limite d'injection ou de consommation. Si une telle congestion apparaît, Elia n'activera pas les flexibilités correspondantes dans la zone correspondante. C'est alors au fournisseur de flexibilité de faire de son mieux pour rebalancer son portefeuille pour utiliser des processus flexibles dans d'autres zones (en cas d'agrégation évident).





## Relations contractuelles

Les relations entre le GRT et les FSP sont transparentes et disponibles en ligne<sup>21</sup>. Le GRD doit donner son accord si l'acteur de flexibilité est connecté à son réseau, mais il n'intervient pas dans l'activation. Le GRT est le seul acteur à décider qui et quand il active sur les réserves.

Les relations contractuelles entre l'agrégateur et les FP sont multiples et dépendent fortement de l'offre de l'agrégateur et des caractéristiques de la flexibilité offerte par le FP. Généralement, les contrats transmettent la responsabilité de résultats des activations aux FP (en fonction de signaux envoyés par l'agrégateur) et décrivent comment les revenus des marchés de réserve sont partagés entre les différents acteurs présents dans le portefeuille. Les FP sont généralement rémunérés en fonction d'un pourcentage des revenus générés grâce à leur capacité de flexibilité.

**Les flux financiers** proviennent du GRT vers le FSP (agrégateur). Les flux financiers sont de trois types: les revenus de capacité (réservation), les revenus d'énergie (activation) et les pénalités éventuelles. Nous analysons ci-dessous uniquement le cas d'un agrégateur. En effet, dans le cas de flexibilité basse tension, toute charge devra être agrégée pour fournir un niveau de service suffisant que pour participer aux marchés de réserves. Le cas des acteurs qui offrent leur flexibilité directement au GRT n'est pas pertinent dans le cadre de cette étude.

Les revenus de capacités sont fonction uniquement du résultat des enchères. Pour l'instant ces enchères ont lieu pour des périodes de quatre heures et le clearing des marchés en Belgique a lieu entre D-2 16h et D-1 11h. Ces revenus sont redistribués par l'agrégateur à son pool de FP partenaires. Pour un FP donné, ses revenus sont proportionnels à ses MW flexibles et à un pourcentage négocié commercialement. Chaque FP, et principalement pour la DSR, observe une dilution de ses MW. En effet, les FP ont rarement une capacité disponible 100% du temps. Participer à un pool via un agrégateur leur permet de proposer leur flexibilité avec d'autres acteurs qui peuvent avoir un profil complémentaire et ainsi offrir au GRT une flexibilité avec une haute disponibilité. Cette dilution est le prix que le FP est prêt à mettre pour éliminer son risque d'indisponibilité. On peut noter que certains agrégateurs placent la dilution au niveau du prix offert au FP à un niveau plus bas que l'enchère. Cela ne change rien aux équations et est purement de la cosmétique commerciale.

Dans le cas de pool agréant des charges flexibles, le FSP (agrégateur) ne vend jamais autant de MW qu'il en a nominalement dans son portefeuille. En effet, il existe une relative incertitude sur la disponibilité des capacités des FP de son pool, qui sont fonction de leur consommation réelle et des contraintes de leurs processus industriels.

Les revenus d'énergie sont payés par les BRP en déséquilibre au GRT qui les transmet à l'agrégateur. Comme décrit à la section 2.1.4, le prix du déséquilibre (imbalance) des BRP est égal au coût de l'unité marginale de réserve activée par le GRT pour rétablir l'équilibre. Le GRT transmet intégralement ces revenus aux agrégateurs. Ce sont donc les BRP qui paient in fine les FSP qui sont activés par Elia. L'agrégateur a pour mission de distribuer le signal d'activation reçu du GRT à son pool de FP. Il est rare que tous FP du pool soient activés. Quand un FP est activé, il reçoit une partie du revenu d'énergie en fonction du résultat de son activation.

---

<sup>21</sup> ELIA (2021), Keeping the balance, Disponible en ligne : <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/system-services/keeping-the-balance>





Les cas de pénalités sont multiples:

- En cas de livraison partielle d'activation de test, effectuée par le GRT pour s'assurer de la disponibilité réelle des FSP. Si la cause de non-livraison est due à un FP, le contrat stipule généralement que le FP doit supporter cette pénalité, qui est retranchée de son revenu. Si cette non-livraison est due à une erreur dans le chef de l'agrégateur, ce dernier en subit l'impact financier et ne le reporte pas sur les FP de son pool.
- En cas de livraison partielle d'activation, c'est-à-dire nécessaire pour pallier un déséquilibre, les pénalités sont dues par la partie en cause, comme dans le cas précédent.

Sur base des flux décrits ci-dessus, et particulièrement pour la DSR, les business case sont principalement fonction des revenus de capacité, et peu fonction des revenus d'énergie. Ces derniers sont en effet très incertains car sujets aux situations de déséquilibre qui sont fonction elles-mêmes fonction de plusieurs facteurs (arrivée de nouveaux acteurs sur les marchés de réserve, amélioration des prédictions,...). Ce point sera repris à la fin de ce rapport dans la proposition de mécanisme de compensation.

Les données de mesure sont échangées directement entre le FSP et Elia, tandis que toutes les autres données (signaux d'activation, settlement,...) sont échangées via l'agrégateur. Le GRD n'est aucunement impliqué dans tous ces flux à l'heure actuelle. Dans le cas de flexibilité issue de sources raccordées au réseau de distribution, le GRD aura évidemment la mission de relever et communiquer les données de comptage aux acteurs concernés.

**Il n'y a pas de mécanismes de compensation** en cas de limitation d'activation quelconque, ce qui peut survenir en cas de congestion d'une zone haute-tension<sup>22</sup>. Il est important de noter que pour la plupart des fournisseurs de flexibilité agissant au sein d'un portefeuille d'agrégation, ce sont surtout les revenus de réservation de capacité qui sont recherchés, et non les revenus d'énergie perçus en cas d'activation. Une limitation d'activation est donc généralement perçue positivement par les acteurs du portefeuille.

### 3.6.2. Harmonisation des réserves au niveau européen (MARI et PICASSO)

Les plateformes européennes pour la restauration de fréquence Picasso et Mari risquent d'introduire des challenges similaires à ceux qui nous occupent dans le cadre de ce rapport. A savoir: des signaux d'activation émanant d'une de ces plateformes qui ne pourront pas être suivis tels quels par les TSO ou DSO des sous-régions pour cause de congestion.

Cette problématique a bien été identifiée par Statnett qui a commandé une étude<sup>23</sup> pour analyser les manières de remédier à ces situations. Des compensations directes suite à des opérations de re-dispatch ont été très clairement déconseillées pour des raisons d'inc-dec gaming que nous avons détaillées plus haut.

## 3.7. Produits de flexibilité down prenant en compte les contraintes du réseau de distribution

### 3.7.1. Pays-Bas: GOPACS

GOPACS est une initiative lancée par plusieurs gestionnaires de réseau néerlandais (TenneT, le TSO et les DSO Stedin, Liander, Enexis Groep et Westland Infra). Il s'agit d'une plateforme de gestion des congestions

---

<sup>22</sup> <https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/gestion-de-la-congestion/zones-rouges>

<sup>23</sup> System balancing solutions with detailed grid data. Available at <https://www.statnett.no/contentassets/3b981e22e5d64179bb22ea9e5b46f515/2020-study---system-balancing-solutions-with-detailed-grid-data.pdf>



attendues. Par exemple, en situation de congestion par excès de production décentralisée intermittente, les gestionnaires de réseau ont besoin d'une réduction de la production locale d'électricité. Par l'intermédiaire de GOPACS, les acteurs de marché peuvent ainsi placer un ordre d'achat en lien avec le marché de l'énergie. Cependant, afin de ne pas perturber l'équilibre global du réseau, la résolution de la situation de surproduction sur une portion du réseau doit être contrebalancée par une augmentation de la production sur une autre portion non congestionnée. Un ordre de vente est ainsi émis dans cette zone. Chaque ordre d'achat correspond donc à un ordre de vente et inversement. La différence entre les deux ordres est payée par les opérateurs de réseau.<sup>24</sup>

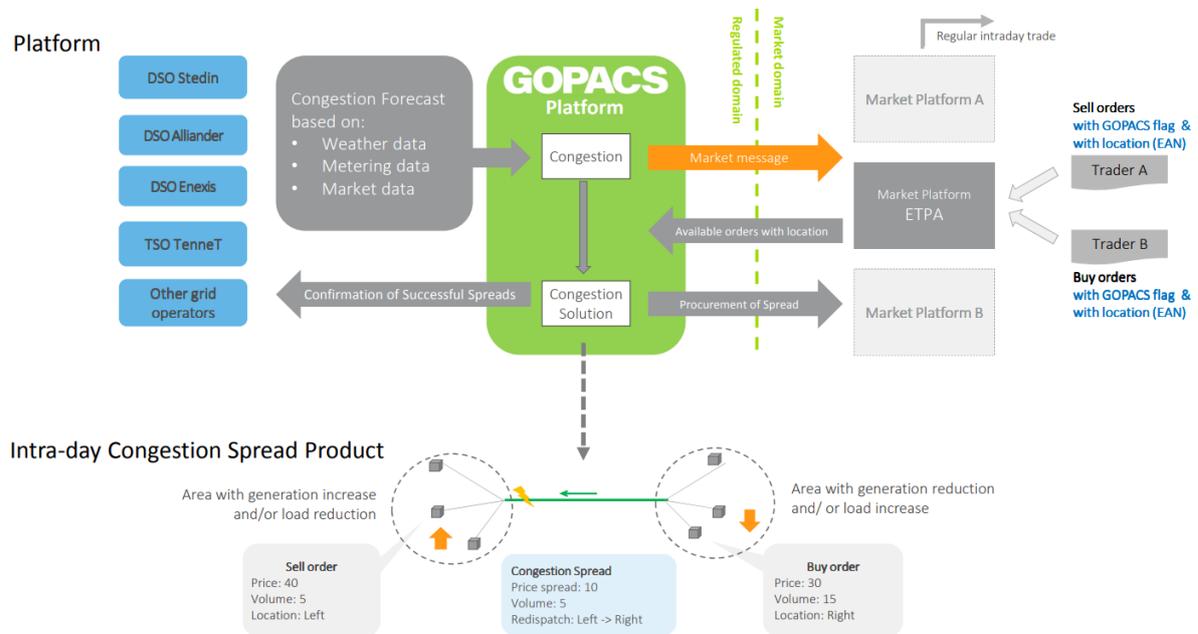


Figure 14: Fonctionnement de GOPACS<sup>25</sup>

## Accès au marché

Tout acteur de marché ayant la possibilité d'agir sur sa consommation ou bien de produire de l'électricité peut participer à GOPACS. Il n'y a pas de préqualification ni de processus de validation strict préalable nécessaires.

GOPACS permet aux acteurs de marché d'associer des ordres de vente et d'achat sous certaines conditions :

- La combinaison des ordres permet de résoudre des problèmes de congestion
- Elle n'aggrave pas de problèmes de congestion sur d'autres zones du réseau
- L'équilibre du réseau est maintenu
- La combinaison d'ordres choisie est la plus efficace en termes de coûts

<sup>24</sup> <https://www.gopacs.eu/hoewerk-gopacs/>

<sup>25</sup> TENNET, STEDIN (2019), Joint TSO-DSO platform for Market-Based Congestion Management, Présentation disponible en ligne : [http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Frank\\_Wiersma%2C\\_TenneT%2C\\_CEEM\\_Conference\\_Local\\_Flexibility%2C\\_20190529\\_Dauphine.pdf](http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Frank_Wiersma%2C_TenneT%2C_CEEM_Conference_Local_Flexibility%2C_20190529_Dauphine.pdf)





GOPACS interagit avec la plateforme de marché ETPA. Ainsi, les ordres peuvent être déposés directement sur celle-ci.

Pour valider un ordre sur GOPACS, les données de localisation de celui-ci doivent être mentionnées et les conditions et termes signés.<sup>26</sup>

Les zones du réseau congestionnées font l'objet d'un message spécifique sur GOPACS afin d'en informer les acteurs du marché.<sup>27</sup>

### Relations contractuelles

Les potentiels participants doivent signer les termes et conditions repris sur le site web de GOPACS<sup>28</sup>.

### Flux financiers

Les vendeurs (ordres de vente) reçoivent le prix demandé pour leur ordre, tandis que les acheteurs paient pour les ordres qu'ils émettent. En cas de différence entre les deux, c'est le gestionnaire de réseau qui paie la différence grâce à un spread.

### Compensation

Il n'y a pas de compensation prévue.

#### 3.7.2. Projet pilote : Cornwall Local Energy Market

Le projet LEM a mis sur pied une plateforme de marché de flexibilité locale dans les Cornouailles. L'objectif était de tester la participation d'acteurs basse et moyenne tensions pour gérer le réseau et ses congestions dues à la production d'électricité renouvelable.

Le mécanisme de marché mis en place suit la logique décrite au point 3.5.1. En clair, des offres de flexibilité sont proposées sur la plateforme. Les opérateurs systèmes (TSO et DSO) peuvent faire des demandes de flexibilité sur la plateforme. Un algorithme d'optimisation sélectionne alors les offres et les demandes qui peuvent être satisfaites en tenant compte des contraintes de capacité des lignes et de la topologie du réseau.

Il n'y a pas de régime d'indemnisation en place puisque les ordres d'activation sont pris en tenant compte des contraintes réseau. Aucune activation ne cause dès lors de congestion.

Il s'agit donc bien d'un fonctionnement centralisé, qui modélise le réseau de distribution. Cette approche est possible car le périmètre est relativement réduit et parce que le nombre d'acteurs l'est aussi.

Le TSO utilise la plateforme pour acheter de la flexibilité afin d'équilibrer le réseau et éviter des congestions. Le DSO n'achète de la flexibilité que pour éviter des congestions. Il faut noter que dans le cadre du projet, le marché était très illiquide et un défi majeur de ce projet a été de convaincre les premiers acteurs à rentrer sur le marché: les offreurs de flexibilité voulaient savoir combien le DSO achèterait de flexibilité, et à son tour le DSO demandait quel type de flexibilité serait présent, et à quelles conditions.

---

<sup>26</sup> GOPACS (2021), Join GOPACS, [En ligne] <https://en.gopacs.eu/join-gopacs/>

<sup>27</sup> Les messages en question sont disponibles à l'adresse : <https://www.gopacs.eu/marktberichten/>

<sup>28</sup> Disponible à l'adresse : <https://www.gopacs.eu/documentatie/>



Il est prévu que l'offre résiduelle de ce marché – c'est à dire les offres de flexibilité qui n'ont pas trouvé acheteur – soit agrégée de manière intelligente par la plateforme de marché et soit proposée sur le balancing mechanism, suivant l'approche décrite au point 3.5.2. Mais cela n'a pas encore été mis en œuvre.

### 3.8. Produits de flex GRD-only

#### 3.8.1. France : Enedis-Flexibilités locales, le cas Flex Moutain

Enedis, le principal GRD en France, a mis en place récemment un mécanisme faisant appel à de la flexibilité explicite en vue soit de différer un investissement de renforcement du réseau, soit pour réduire les coûts liés à un incident sur le réseau. Concrètement, Enedis a ainsi lancé des appels d'offres en 2020 pour 5 zones de son réseau (FLEX) et a identifié deux zones supplémentaires potentielles (REFLEX) qui viseraient à intégrer de manière optimale les énergies renouvelables sur le réseau.

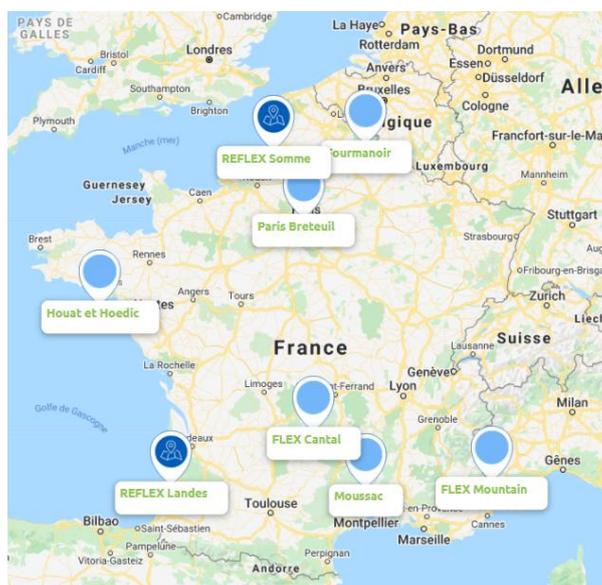


Figure 15: Zones visées par les appels d'offres FLEX et REFLEX<sup>29</sup>

Finalement, après le premier appel d'offre, une seule zone a vu un contrat se conclure, la zone « Flex Moutain », reprise sur la Figure 15. Il s'agit d'un contrat sans réserve de capacité pouvant faire appel à de la flexibilité à la hausse ou à la baisse pour une période allant de novembre 2020 à fin 2021, après prolongation possible jusque fin 2023. Dans la suite de cette section, c'est donc uniquement les informations relatives à Flex Mountain qui seront exposées.

#### Accès au marché

A priori, tout type d'acteur peut répondre à un appel d'offre de flexibilité locale, sous réserve de pouvoir offrir un produit demandé par Enedis. Dans le cas de Flex Mountain, les produits demandés sont repris dans le tableau ci-dessous.

<sup>29</sup> ENEDIS (2021), Recensement d'intérêt dans le cadre des flexibilités locales, Disponible en ligne : <https://flexibilites-enedis.fr/>



Produit attendu	P1	P2	P3	P4
Puissance (MW)	≥0,5	≥1	≥1,8	≥2
DMO (min)	≤30	≤30	≤30	≤3
Durée d'activation (h)	0,5	1	2	0,5
Délai de Neutralisation entre A. (h)	2	14	14	14
Palier (MW/min)	4	4	4	4
Délai de prévenance	0 = sur incident			
Espérance de Volume d'Appel (MWh/an) <sup>5</sup>	0,13	0,80	2,78	0,48

Tableau 6: Produits demandés pour la zone Flex Mountain<sup>30</sup>

La certification des installations se fait grâce au choix d'une méthode de réalisation (voir Tableau 7) par le détenteur de capacité flexible.

Sites de soutirage	Méthode des panels	Sites BT≤36 kVA, EF de 100 sites minimum
	Méthode des k plus proches voisins historiques	Sites BT>36 kVA et HTA homologués
Méthode par historique de consommation	Sites BT>36 kVA et HTA homologués	
Méthode par prévision de consommation	Sites BT>36 kVA et HTA homologués	
Méthode du rectangle simple	Méthode par défaut	
Sites d'injection	Méthode par prévision de production	Sites BT>36 kVA et HTA homologués
	Méthode des k plus proches voisins géographiques	Méthode par défaut pour les sites solaire, éolien, fil de l'eau
	Méthode du rectangle simple	Méthode par défaut sauf pour solaire, éolien, hydraulique fil de l'eau
Sites mixtes	Méthode par prévision	Sites mixtes en BT>36 kVA et HTA homologués
	Méthode du rectangle simple	Méthode par défaut

Tableau 7: Méthodes de réalisation acceptées par Enedis<sup>31</sup>

## Relations contractuelles

Deux contrats ont été signés pour la zone Flex Mountain : un premier avec la société EAS Industries en charge du chauffage dans les tours de logements pour la station de ski Isola 2000 et un second avec SEM Cimes du Mercantour qui gère la production de neige artificielle sur le domaine. Ces deux entreprises ont ainsi signé un contrat avec Enedis<sup>32</sup> pour plusieurs des produits repris au Tableau 6.

## Flux financiers

Dans le cas de Flex Mountain, étant donné qu'il s'agit d'un contrat sans réservation de capacité, la rémunération est variable et fonction des activations ou tests d'activation, de leur durée et de la capacité appelée.

<sup>30</sup> ENEDIS (2020), Résultats des Appels d'Offres de flexibilités locales 2020, p.5, Disponible en ligne : [https://www.enedis.fr/sites/default/files/23012020-Presentation\\_du\\_controle\\_du\\_realise.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/23012020-Presentation_du_controle_du_realise.pdf)

<sup>31</sup> ENEDIS (2020), Contrôle du Réalisé, Présentation des principes et des méthodes pour les flexibilités locales, p17, Disponible en ligne : [https://www.enedis.fr/sites/default/files/23012020-Presentation\\_du\\_controle\\_du\\_realise.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/23012020-Presentation_du_controle_du_realise.pdf)

<sup>32</sup> Les modèles de contrats sont disponibles à l'adresse : <https://www.enedis.fr/consultation-flexibilites> dans les dossiers relatifs à chaque zone



## Compensation

Aucune compensation en cas de limitation d'activation n'est prévue. Enedis a précisé cependant que la théorie voudrait que le GRD compense les utilisateurs du réseau souhaitant participer aux marchés de flexibilité proposés par RTE qui seraient limités, mais que ce n'est pas mis en œuvre à l'heure actuelle.

En revanche, le détenteur de capacité ayant contracté s'expose à des pénalités en cas d'énergie défaillante. Ces pénalités sont proportionnelles au volume manquant.

### 3.8.2. Grande-Bretagne : Electricity North West Limited- Sustain, Secure, Dynamic et Restore

Les GRD anglais ont commencé à proposer aux détenteurs de capacité des nouveaux produits de flexibilité sur leurs zones respectives d'influence. Ces GRD se sont accordés sur la proposition de produits relativement semblables, et la plupart d'entre eux travaillent avec la plateforme Piclo pour faire part au marché des zones où ces produits sont requis. Nous prendrons ici l'exemple du GRD Electricity North West Limited (ENWL) qui propose ainsi quatre produits d'usages différents repris dans le **Error! Reference source not found.**

Active Power Service	Définition
<b>Sustain</b>	The Network Operator procures, ahead of time, a pre-agreed change in input or output over a defined time period to prevent a network going beyond its firm capacity.
<b>Secure</b>	The Network Operator procures, ahead of time, the ability to access a preagreed change in Service Provider input or output based on network conditions close to real-time.
<b>Dynamic</b>	The Network Operator procures, ahead of time, the ability of a Service Provider to deliver an agreed change in output following a network abnormality.
<b>Restore</b>	Following a loss of supply, the Network Operator instructs a provider to either remain off supply, or to reconnect with lower demand, or to reconnect and supply generation to support increased and faster load restoration under depleted network conditions.

Tableau 8: Définition des produits proposés par ENWL<sup>33</sup>

Les détenteurs de capacité peuvent donc proposer leurs services pour des produits définis. Si l'utilisation et volumes attendus pour chacun de ces produits sont différents, les règles d'implémentation, conditions d'accès et autres restent semblables.

## Accès au marché

L'accès au marché est accordé aux détenteurs de capacité remplissant les critères demandés pour chaque zone où un produit de flexibilité est nécessaire. Ces détenteurs sont obligatoirement des entreprises ayant

---

<sup>33</sup> ENERGY NETWORKS ASSOCIATION (2020), Open Networks Project, Active Power Services Implementation Plan, p.11, Disponible en ligne : <https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library/open-networks-2020-ws1a-p3-final-implementation-plan.pdf>



passé le processus de préqualification. Les personnes physiques peuvent donc participer uniquement en proposant leur capacité via un agrégateur.

Les détenteurs de capacité doivent ainsi respecter des conditions portant sur les éléments suivants :

- Capacité de raccordement [kVA]
- Périodes de disponibilité (mois, jours, heures)
- Direction (up ou down)
- Capacité minimale de l'installation agrégée de 50 kW
- Durée minimale d'activation

Ces conditions varient d'un produit à l'autre. Un exemple de demande d'ENWL pour une localisation spécifique est donné en Figure 16.

Le marché est ouvert pour chaque localisation sur une période donnée et annoncée sur Pico. Au-delà de la date butoir renseignée, il n'est ainsi plus possible d'enregistrer de capacité ni de participer à l'enchère.



Figure 16: Exemple de demande d'ENWL sur Pico<sup>34</sup>

## Relations contractuelles

Un contrat est signé entre Electricity North West Limited et le fournisseur de flexibilité. Le fournisseur de flexibilité sera la plupart du temps un agrégateur ayant obtenu des arrangements avec les propriétaires des installations flexibles.

<sup>34</sup> Zone « Wigton », <https://picoflex.com/dashboard?competition=2VA0RyE>



## Flux financiers

Une enveloppe budgétaire maximale est prévue pour chaque localisation renseignée sur PicloFlex. Cette enveloppe est allouée par ENWL à destination des capacités contractées.

Chaque capacité va donc pouvoir s'enregistrer sur Piclo en proposant des tarifs à la disponibilité (en £/MW/h) et/ou à l'utilisation (en £/MWh). Il est également possible de contracter avec une redevance de service en £/MW.

## Compensation

Il n'y a pas de compensation prévue. En revanche, si la réponse à une demande de flexibilité est inférieure à 65% du service contracté, le fournisseur de flexibilité s'expose à des pénalités allant de l'absence de paiement à la clôture du contrat<sup>35</sup>.

Notons malgré tout que la coordination des marchés proposés par les GRT et les GRD est limitée à la seule phase d'enchère des GRD. A l'avenir, il est prévu d'améliorer cette coordination via une visibilité accrue des contrats et des achats des GRT et GRD. De plus, une coordination est nécessaire entre les autres participants du marché tels que les FSP ou les BRP<sup>36</sup>.

### 3.9. Belgique -Capacity Remuneration Mechanism

La décision de mise en place d'un CRM en Belgique a été posée en vue de maintenir l'adéquation. Le CRM devrait voir sa première enchère Y-4 d'ici la fin de l'année 2021. Pour rappel, le principe du CRM est de d'offrir un revenu supplémentaire aux revenus du marché de l'électricité en « rémunérant les capacités » qui sont mises sur le marché. À chaque MW qui entre dans le CRM est versé un revenu fixe sur une certaine durée de contrat, en plus des revenus issus de la vente de l'énergie produite (en MWh). Le marché de l'énergie et le marché des capacités induit par le CRM sont donc deux marchés bien distincts.

Les capacités bénéficient de ce revenu si elles remportent les enchères organisées 4 ans ou 1 an avant la période de livraison (période lors de laquelle ces capacités doivent être disponibles). Le volume total de capacité à contracter dépend de la courbe de la demande, qui est fixée par Décret Ministériel pour chaque enchère. La capacité totale qui sera contractée est celle qui se trouve à l'intersection entre la courbe de la demande et les offres de capacités qui sont faites lors de l'enchère. La Figure 17 illustre la détermination de la capacité totale qui est contractée lors d'une enchère.

---

<sup>35</sup> ELECTRICITY NORTH WEST (2020), Flexibility service agreement

<sup>36</sup> Données issues d'un call avec Gemma Stanley, Policy and Communication manager chez Piclo



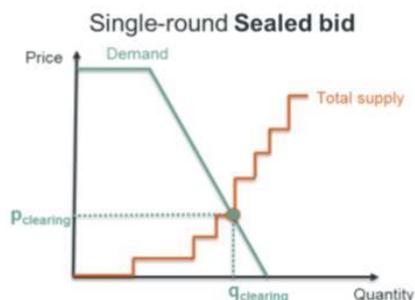


Figure 1: Single-round sealed bid auction format

Figure 17: Détermination de la capacité totale nécessaire<sup>37</sup>

Seules les capacités sous le prix de clearing (prix correspondant à l'intersection entre la courbe de la demande et les offres de capacité) sont sélectionnées. Grâce à cela, le CRM n'est pas discriminant d'un point de vue technologique.

### Accès au marché

Afin de pouvoir participer au CRM, les capacités doivent se soumettre à une série d'étapes, reprises en Figure 18.

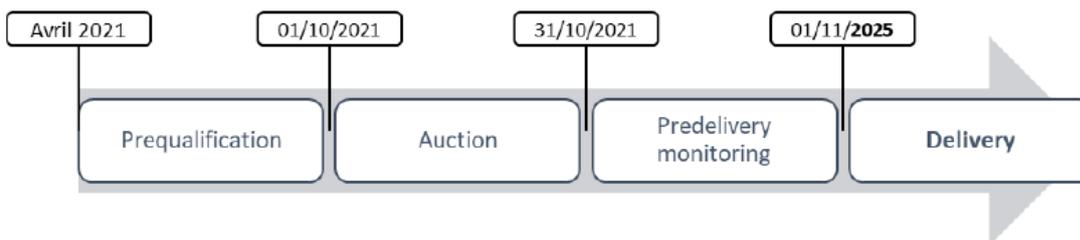


Figure 18: Déroulement des principales étapes du CRM pour l'enchère 2021

Ainsi, les capacités doivent obligatoirement se préqualifier en vue de participer à l'enchère. A cela s'ajoutent notamment les conditions suivantes :

- Volume de minimum 1 MW (agrégation possible)
- Un point de livraison ne peut pas en influencer un autre
- Ne pas bénéficier d'autres subsides

Il est également possible de participer au marché secondaire.

<sup>37</sup> ELIA (2019), Design note 4: Auction process, p.6 , Disponible en ligne : <https://www.elia.be/en/users-group/crm-implementation>





## Relations contractuelles

Une proposition de modèle de contrat de capacité a été émise par Elia fin 2020 et ce contrat a été mis à jour sur base des commentaires des stakeholders<sup>38</sup>. Celui-ci lie le fournisseur de capacité à Elia. Elia est en outre contrôlé par la CREG.

## Flux financiers

Les capacités retenues aux enchères du CRM sont rémunérées par Elia en EUR/MW et ce pour la période couverte par le contrat (cette période peut aller de 1 an à 15). La manière dont cette rémunération sera financée n'a pas encore été définie, mais l'impact devrait se ressentir sur la facture du consommateur final.

Si le prix du marché énergie (MWh) dépasse un certain seuil, les capacités contractées s'engagent à se soumettre à une « payback obligation » envers le consommateur, pour éviter les doubles revenus (windfall profits).

## Compensation

Il n'y a pas de système de compensation prévu dans le CRM. En revanche, les capacités contractées risquent des pénalités en cas de manque de disponibilité (lors de tests en période de pré-fourniture ou de fourniture, ou lorsque le prix du marché dépasse le seuil de d'entrée de la capacité dans le marché).<sup>39</sup>

---

<sup>38</sup> ELIA (2020), Proposition de contrat de capacité, mécanisme de rémunération de capacité (CRM), [En ligne] [https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20201120\\_formal\\_public-consultation-on-the-crm-capacity-contract](https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20201120_formal_public-consultation-on-the-crm-capacity-contract)

<sup>39</sup> ELIA (2021), Fiche produit, mécanisme de rémunération de capacité, Disponible en ligne : <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/adequation/mecanisme-de-remuneration-de-la-capacite>



## 4. PHASE 2 : DONNÉES QUANTITATIVES

L'objectif de cette phase 2 est d'associer aux produits présentés en première phase des données quantitatives permettant d'évaluer leur fonctionnement. Ces données concernent les volumes et prix de l'offre et de la demande en produits de flexibilité, dans la mesure où elles sont disponibles. En effet, plusieurs produits sont soit illiquides, soit pas encore en fonctionnement, ce qui rend cette collecte de données sans objet.

Concrètement, il a été possible d'obtenir des informations chiffrées à propos des produits suivants :

- Balancing services – Elia (BE)
- Sustain, secure, dynamic et restore – Electricity Networks West (UK)
- GOPACS (NL)

Des graphiques récapitulatifs sont ainsi repris ici et les fichiers Excel associés seront transmis à Brugel. Les données reprises sont dépendantes des publications des gestionnaires de réseau ou plateformes, ce qui implique qu'une donnée pourrait être publique pour un produit mais pas pour un autre.

### 4.1. Belgique : Balancing services (R2 et R3)

Les services de balancing proposés par Elia sont largement documentés sur le site web d'Elia. Nous avons ainsi repris ici des données relatives à l'année 2018, année où l'on a observé des problèmes au niveau de plusieurs réacteurs nucléaires belges.

Ainsi, les deux prochaines figures reprennent les occurrences d'appel de puissance pour les réserves R2 et R3, tandis que la Figure 21 reprend la répartition des activations (besoins) de R3 sur cette même année 2018.

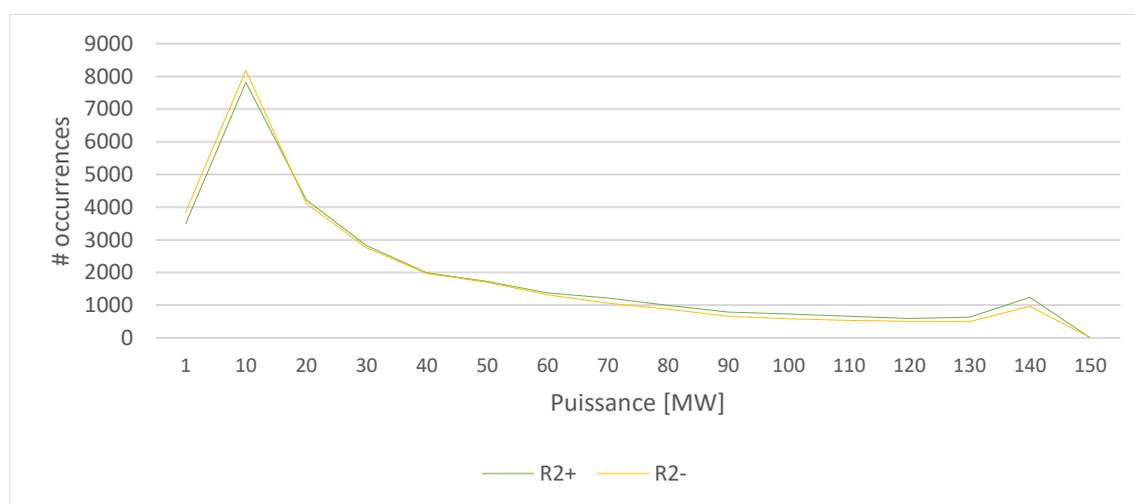


Figure 19: Répartition des besoins R2(+ et -) en 2018<sup>40</sup>

<sup>40</sup> <https://www.elia.be/en/grid-data/data-download-page>



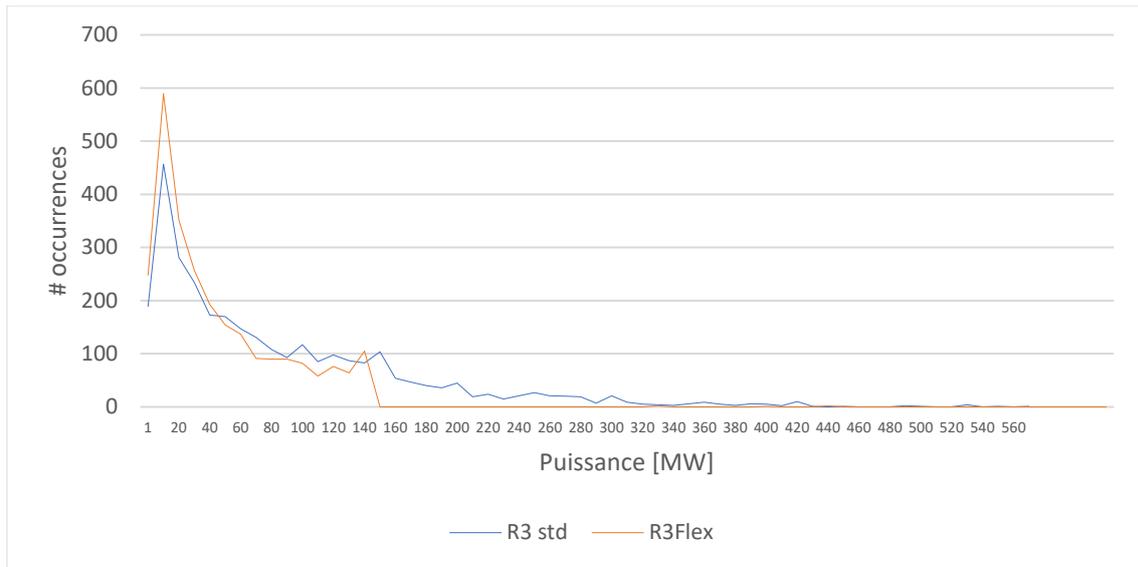


Figure 20: Répartition des besoins R3 (Flex et Std) en 2018<sup>41</sup>

Ces deux figures mettent en évidence que ce sont les petits appels de puissance qui sont les plus souvent répertoriés pour les produits R3 (pic d'appels pour 20 MW) et R2 (vers les 10MW).

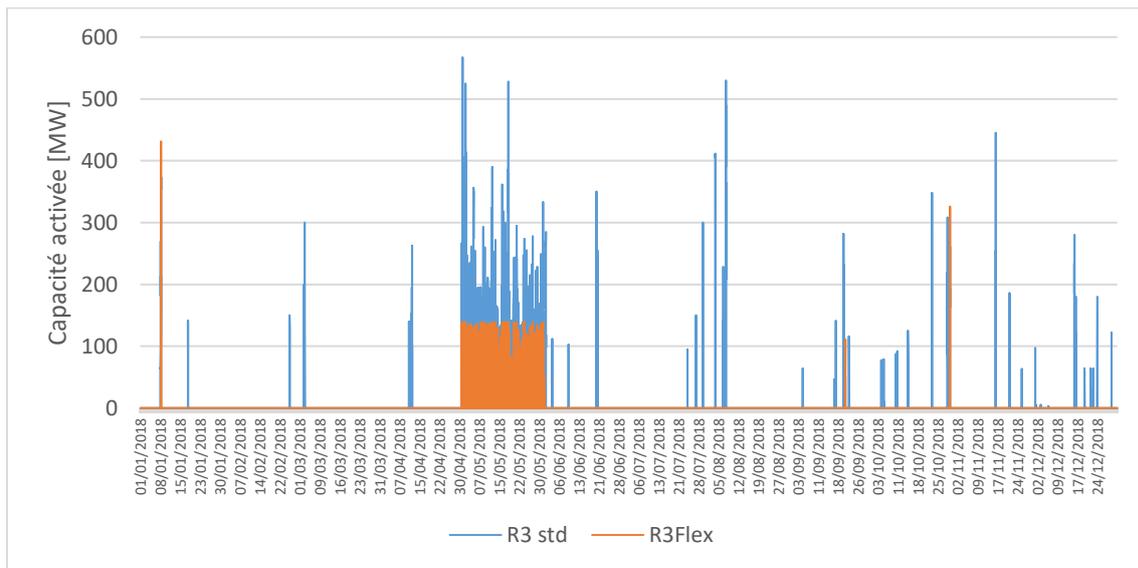


Figure 21: Activations R3 en 2018 sur l'année<sup>42</sup>

Le graphique précédent met en évidence un mois de mai 2018 particulièrement complexe au niveau balancing, au vu de la quasi continuité d'appel pour R3. Les prix résultants de ces activations sont repris dans les figures ci-après.

<sup>41</sup> idem

<sup>42</sup> idem



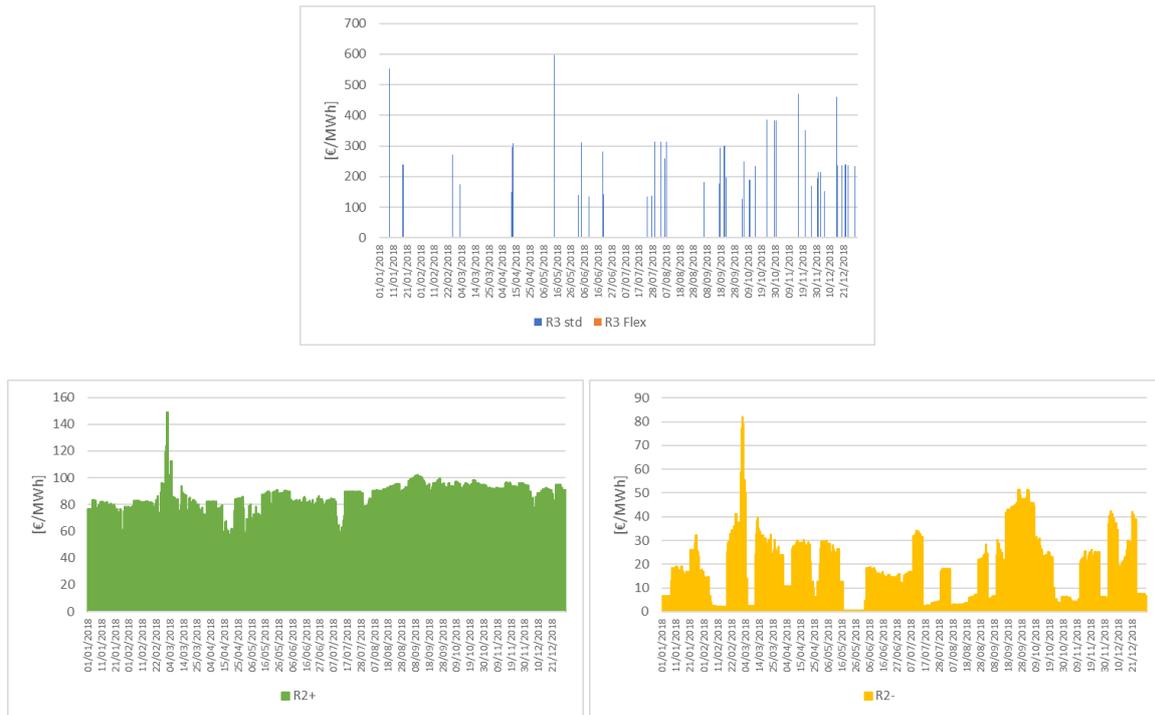
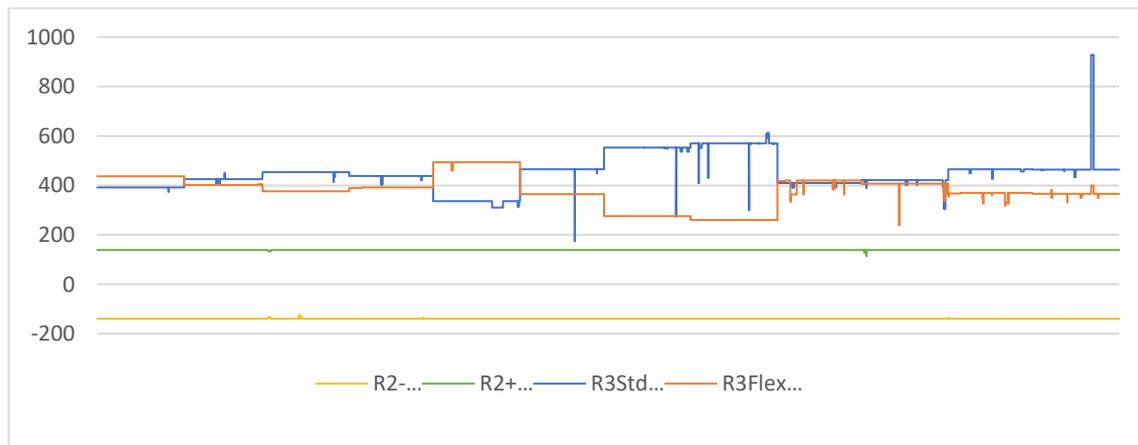


Figure 22: Prix obtenus à l'activation des produits<sup>43</sup>

Les produits R3 se négocient à maximum 600€/MWh contre 150 pour R2+ et 80 pour R2-. Pour R2+, ce pic de prix est observé à une seule reprise. Le reste de l'année, les prix restent relativement stables et oscillent entre 80 et 100€/MWh. R2- présente une variabilité plus importante.

Finalement, la

Figure 23 illustre la disponibilité de puissance pour chacune de ces réserves. On observe ainsi que la puissance activable est suffisante comparée aux besoins.



<sup>43</sup> idem





Figure 23: Disponibilité des réserves en 2018<sup>44</sup>

---

<sup>44</sup> <https://www.elia.be/en/grid-data/data-download-page>



## 4.2. Belgique : Balancing services (R1)

La réserve primaire est activée quasi en continu pour des capacités comprises entre -50 et 60MW. La seconde moitié de l'année voit des appels de puissances plus importants.

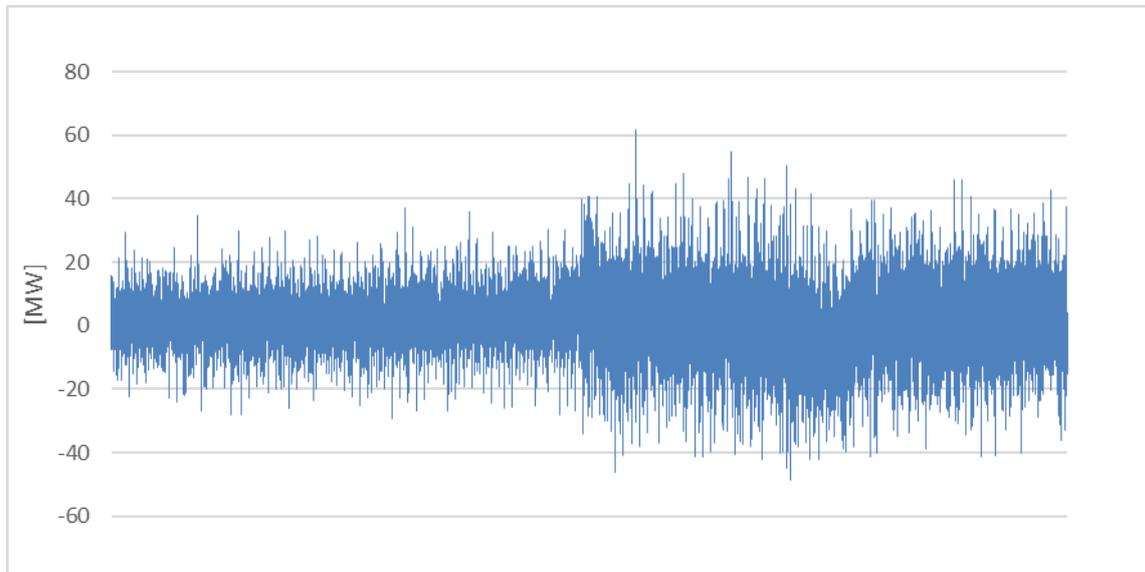


Figure 24: Puissance appelée pour R1 (pas de temps de 10secondes) entre janvier et avril 2018

## 4.3. Grande-Bretagne : Sustain, Secure, Dynamic, Restore

Les résultats présentés ici concernent donc le GRD Electricity North West, qui est responsable de la zone reprise sur la Figure 25.

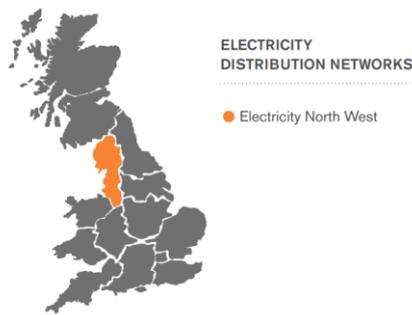


Figure 25: Zone à charge d'Electricity North West<sup>45</sup>

Des données de volumes nécessaires et de prix sont disponibles sur le site de Piclo. ENW a ainsi publié ses besoins pour les produits Sustain, Secure et Dynamic pour des périodes allant jusqu'à avril 2023. Les périodes nécessaires sont assorties de jours et d'heures potentiels d'activation. Les délais de réponse sont compris entre 2 et 15 minutes pour une activation de minimum 30 minutes. En outre, des minima de capacités flexibles

<sup>45</sup> ENERGY SOLUTIONS (2021), Electricity North West Distribution Map, Disponible en ligne : <https://www.energybrokers.co.uk/electricity/dno-distribution-network-operators/electricity-north-west>



sont exigés, le minimum le plus réduit étant de 50 kW. Ainsi, les besoins pour chaque zone vont de 130 kW à 9,3 MW. Les budgets alloués pour l'obtention de ces services ne sont pas publiés en revanche.

La Figure 26 met en évidence que c'est le produit « Secure » qui est le plus demandé.

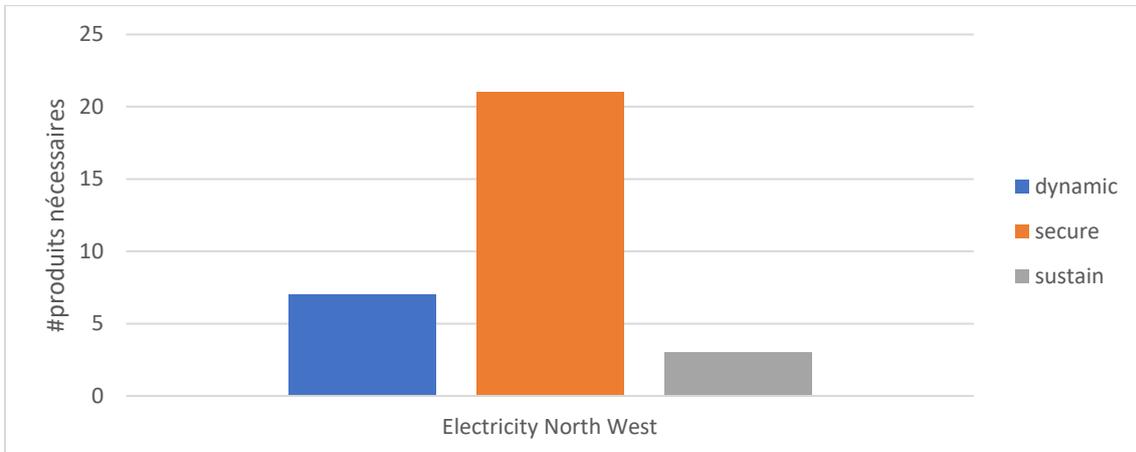


Figure 26: Nombres de produits nécessaires pour chaque type pour ENW

Nous disposons également d'informations concernant les autres GRD utilisant la plateforme Piclo (UK Power Networks et SP Energy Networks plus précisément). La Figure 27 reprend ainsi les différents types d'installations dont les bids ont été acceptés, tous types de produits confondus. La Figure 28 reprend quant à elle les prix proposés par chacun de ces bids (et la capacité y étant associée). Les bids ne référant pas de prix appliquent un « service fee » qui monte à 47.580 £/MW.

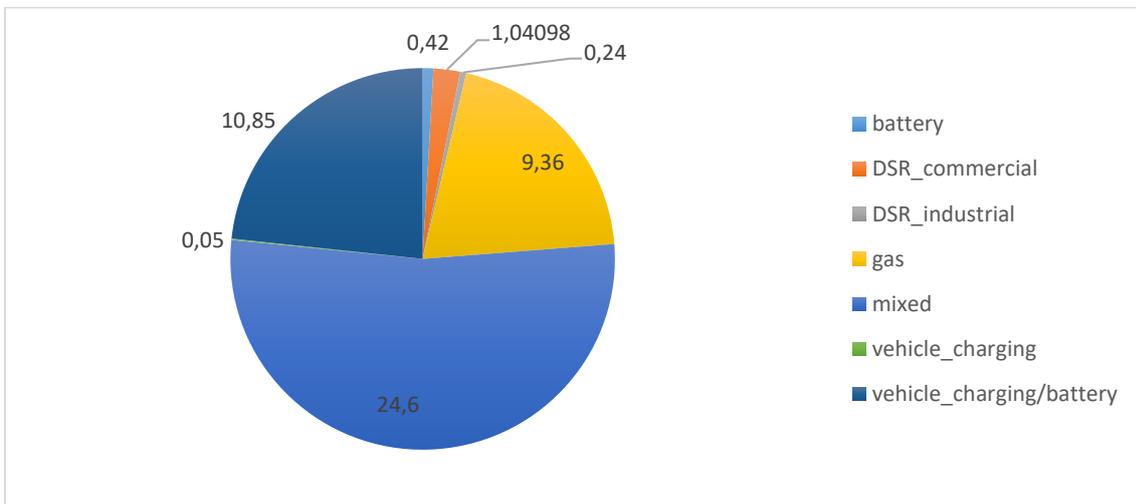


Figure 27: Types et volumes [MW] de capacités offertes et acceptées pour la période 2020-2021



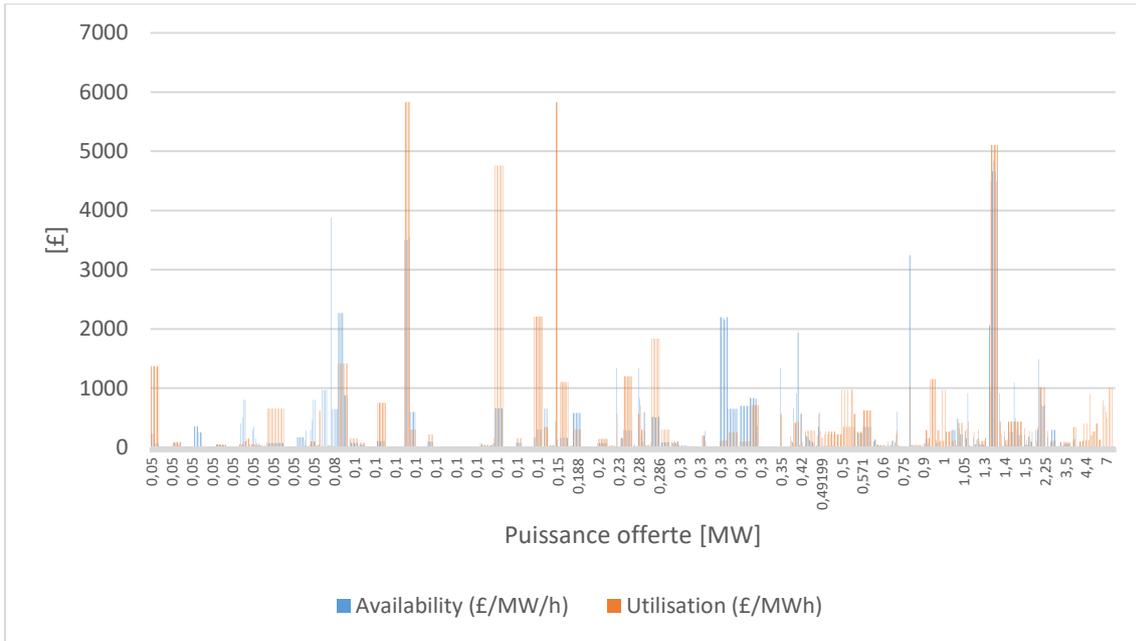
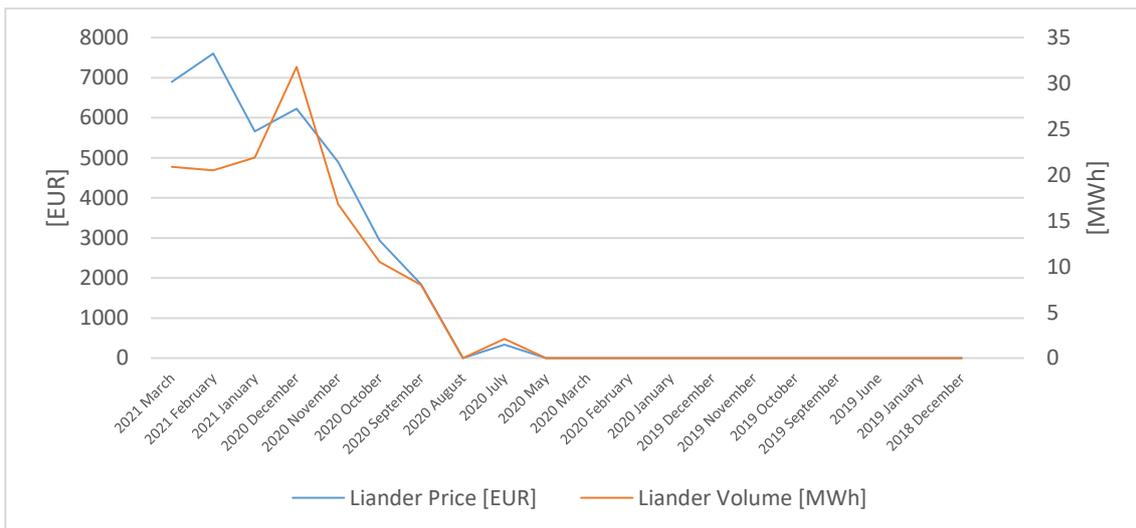


Figure 28: Prix proposés à l'utilisation et/ou pour la disponibilité des capacités

#### 4.4. Pays-Bas : GOPACS

Les données disponibles à propos de GOPACS sont celles relatives aux IDCONS (ordre de vente+ ordre d'achat + spread). Plus concrètement, des données chiffrées sont disponibles pour trois GRD : Stedin, Liander et TenneT. La Figure 29 reprend ainsi les données de volumes et de prix correspondant aux IDCONS de chaque GRD depuis le lancement de la plateforme. Les Figure 30 à Figure 32 reprennent quant à elles les volumes appelés à la hausse (auxquels correspondent des volumes semblables à la baisse) et les dates concernées par ces appels. Ces graphes permettent ainsi d'observer la répartition des besoins et les tendances pour chaque GRD.



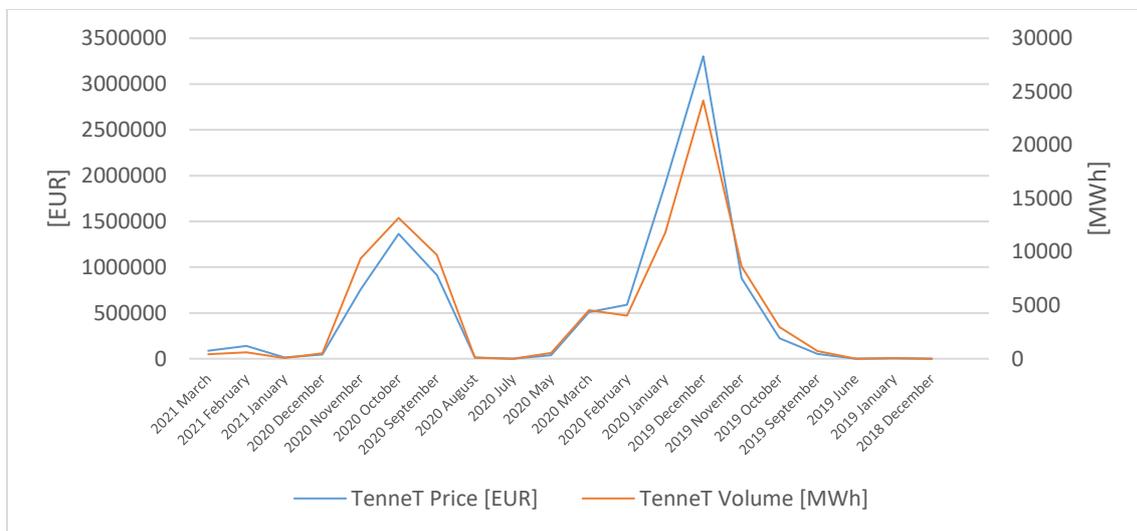
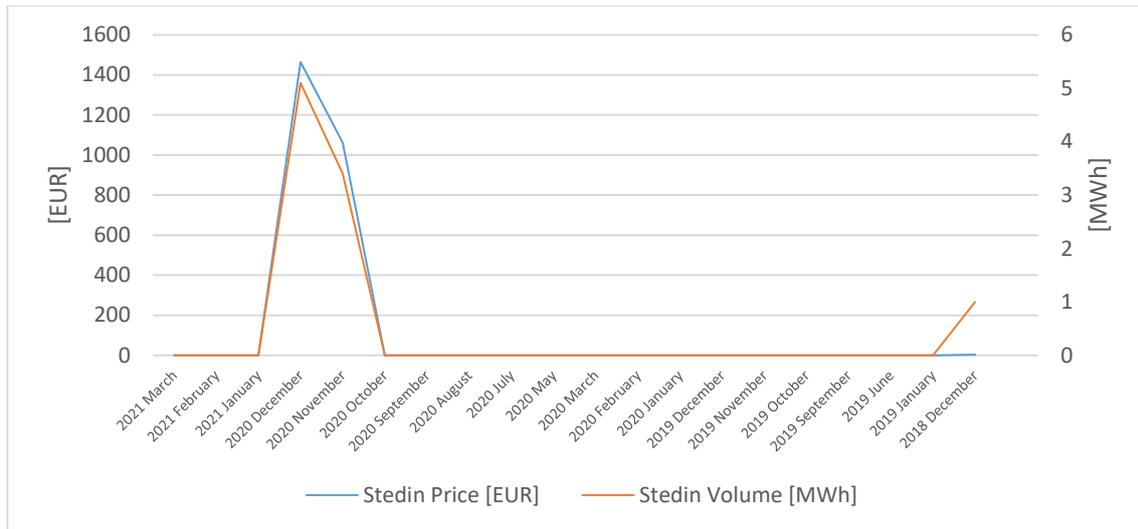


Figure 29: Coûts et volumes de redispatch des IDCONS pour les différents GRD<sup>46</sup>

<sup>46</sup> <https://idcons.nl/publicexpenses#/expenses>



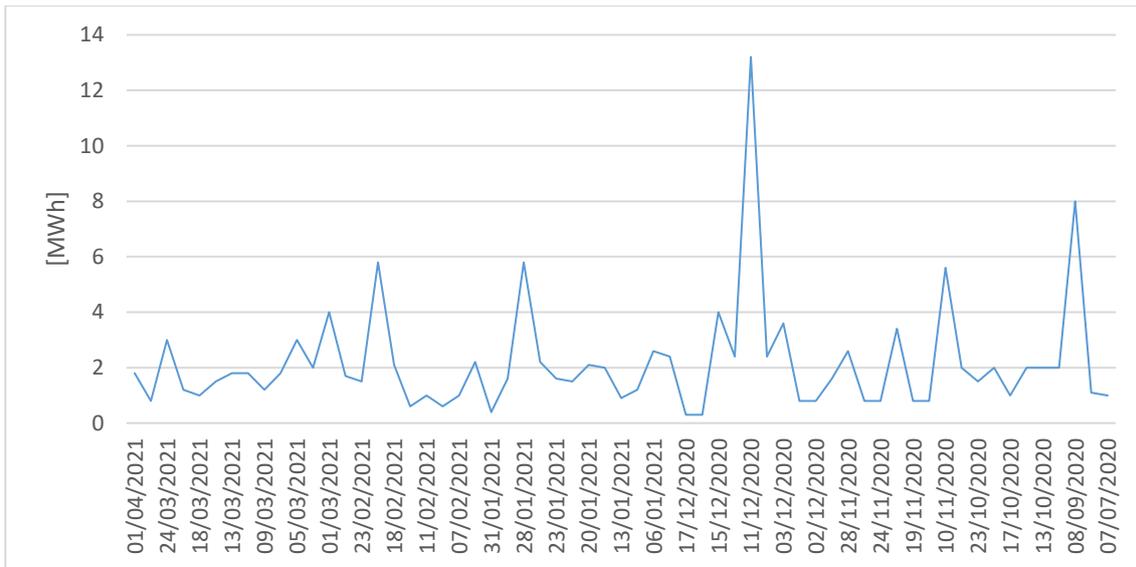


Figure 30: Volumes appelés à la hausse par Liander depuis la mise en œuvre de GOPACS<sup>47</sup>

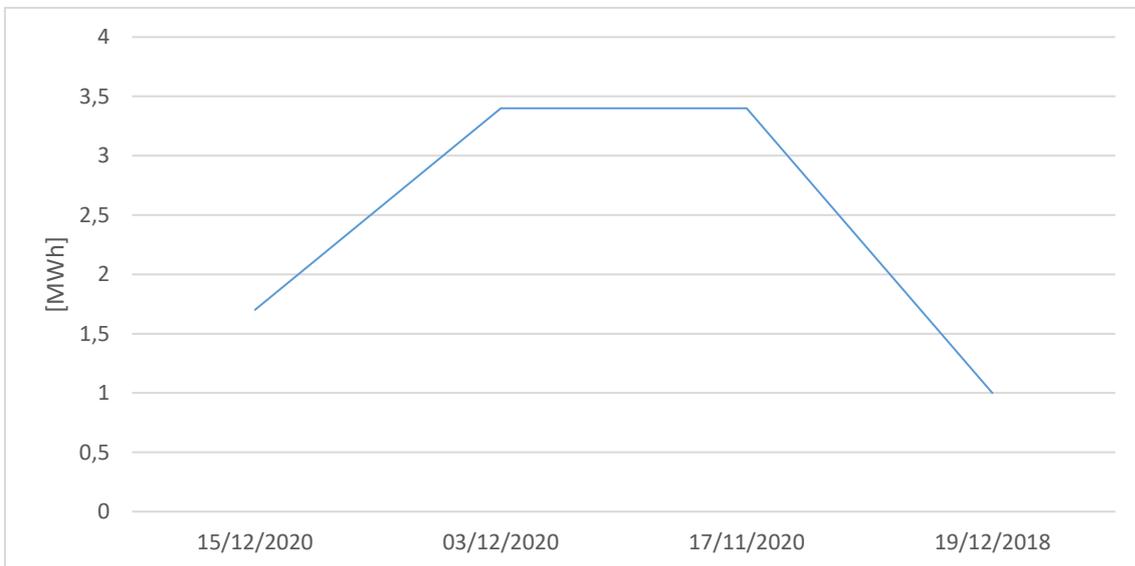


Figure 31: Volumes appelés à la hausse par Stedin depuis la mise en œuvre de GOPACS<sup>48</sup>

<sup>47</sup> <https://idcons.nl/publicexpenses#/expenses>

<sup>48</sup> <https://idcons.nl/publicexpenses#/expenses>



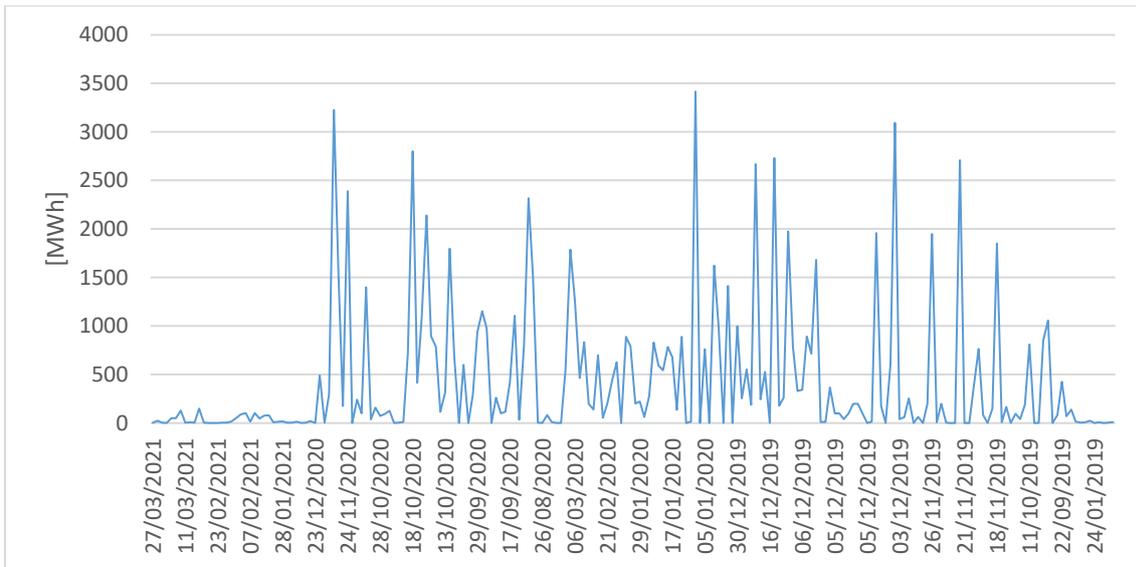


Figure 32: Volumes appelés à la hausse par TenneT depuis la mise en œuvre de GOPACS<sup>49</sup>

On observe donc que c'est TenneT qui recourt le plus à GOPACS afin de maintenir son réseau à l'équilibre.

<sup>49</sup> <https://idcons.nl/publicexpenses#/expenses>





#### 4.5. Premières conclusions sur base des phases 1 et 2

Malgré des contextes nationaux différents, la plupart des pays européens visent une intégration massive du renouvelable, et dans une certaine mesure du véhicule électrique et de la pompe à chaleur.

Nous avons défini dans le chapitre 2 les deux types de flexibilité existants, à savoir la flexibilité implicite et explicite. A l'heure actuelle, il n'existe pas de réel produit de flexibilité implicite (notamment via un système de tarification dynamique) en Belgique. En revanche, plusieurs types de marchés de flexibilité explicite ont été définis :

- Marché centralisé commun GRD-GRT
- Marché décentralisé commun
- Marché centralisé GRT
- Marché local GRD
- Responsabilité d'équilibre partagée entre GRD et GRT

Le phénomène d'inc-dec gaming a également été explicité en détail, ainsi que les risques en découlant. Cela a permis de mettre en évidence que tout système de compensation à charge du GRD entrainerait de facto ce phénomène, étant donné les gains potentiels réalisables par les acteurs de marché. De plus, si marché de flexibilité local il devait y avoir, il faudrait que celui-ci soit coordonné avec le marché global, de sorte à éviter tous signaux contradictoires.

Les données répertoriées dans le cadre de la phase 2 ont permis de mettre en évidence les volumes, prix, fréquences d'activation ou encore les types de capacités contractées (en fonction des données disponibles pour chacun des produits). Pour les services d'équilibrage résiduel belges, l'offre de services est suffisante pour répondre à la demande.



## 5. PHASE 3 : DÉFINITION D'UN MÉCANISME D'INDEMNISATION

Le présent chapitre aborde l'approche adoptée afin de donner des pistes de réflexion à Brugel en matière de flexibilité.

Dans un premier temps, la notion d'optimum global sociétal sera abordée afin de cadrer les objectifs recherchés. Ensuite, une mise en contexte poussée au niveau du réseau bruxellois sera réalisée en vue de mettre en évidence la pertinence ou non d'un marché de flexibilité local à Bruxelles. Le rôle du GRD sera ainsi abordé.

Ensuite, les modalités objectives, transparentes et non discriminatoires du droit du GRD à limiter l'activation des flexibilités des usagers de son réseau seront discutées, pour aboutir à un régime d'indemnisation.

### 5.1. Définition de l'optimum global sociétal

La mise en œuvre de tout mécanisme ne peut se faire qu'en recherchant un certain optimum global sociétal. Si l'optimum économique est souvent cité comme une priorité, il ne peut être atteint sans prendre en considération d'autres dimensions, à savoir les dimensions sociale, environnementale, liberté, sécurité... Dans le cadre de la mise en place d'un marché de flexibilité local, ce sont principalement les dimensions économique, sociale et environnementale qui prévalent. Il convient cependant d'évaluer le poids à donner à chacune, sachant que cette décision est exclusivement politique.

L'objectif de la présente section est d'éclairer Brugel sur les choix potentiels et leurs conséquences effectives sur le « curseur » à placer entre les trois dimensions. Dans le contexte de cette mission, il s'agira donc de définir les modalités d'un mécanisme d'indemnisation en cas de limitation des services de flexibilité au sein d'un cadre fixé pour le développement d'un marché de flexibilité à Bruxelles.

Chaque dimension sera analysée sous ce prisme dans les prochaines sous-sections.

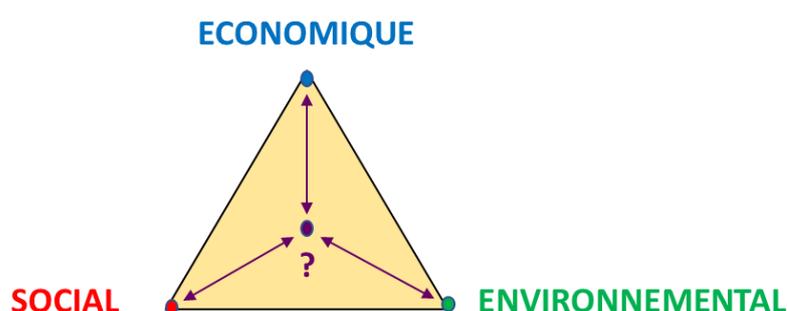


Figure 33: Curseur à placer entre les trois dimensions

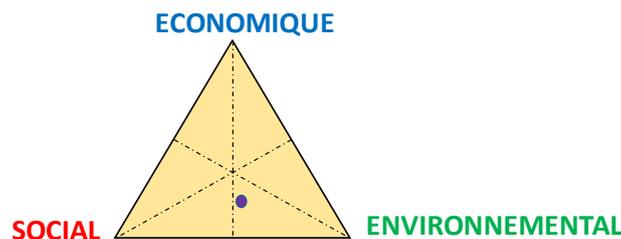
Le principe de l'optimum global sociétal est applicable dans le cas de nombreuses problématiques. Le Cadre 1 illustre avec un exemple concret l'impact d'une décision politique se voulant louable sur les trois dimensions, mais qui, au final, s'est révélée socialement dommageable.



### Cadre 1: Le compteur qui tourne à l'envers

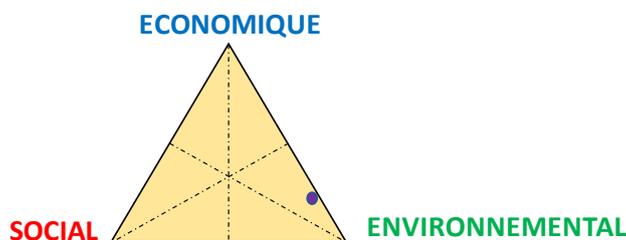
La problématique du compteur qui tourne à l'envers n'est pas nouvelle. La Wallonie a commencé à pratiquer ce principe lorsque la question environnementale a commencé à se poser ainsi que son financement. Le solaire photovoltaïque étant une option accessible techniquement pour le plus grand nombre, il a été décidé de le favoriser en permettant aux propriétaires de panneaux de réduire leur facture d'électricité en déduisant de celle-ci l'ensemble des kWh produits par leur installation. En outre, le système de certificats verts et autres primes était également mis en place.

Du point de vue des politiques en fonction à l'époque, leur choix/optimum se situait donc :



En effet, leur décision permettait de booster les investissements dans les micro-productions décentralisées au vu de leur rentabilité accélérée par les primes et certificats verts. De plus, le compteur qui tourne à l'envers réduisait la facture des prosommateurs qui ne devaient plus que payer le solde de leur facture à leur tarif habituel. Le surcoût économique des installations était ainsi au bénéfice de l'environnement et la mesure se voulait socialement (quasi) neutre puisque tout un chacun pouvait bénéficier de ces avantages en installant des panneaux photovoltaïques.

Cependant, en réalité, cette décision s'est plutôt avérée :



Si effectivement les primes et certificats verts ont boosté les installations de panneaux photovoltaïques, le compteur qui tourne à l'envers s'est avéré complètement contreproductif du point de vue du réseau. Son utilisation n'était plus financée par les puisque les kWh réinjectés étaient déduits au niveau du compteur. Dès lors, le compteur « rembourse » en quelque sorte le prosommateur pour l'énergie réinjectée, y compris dans ses composantes grid fee. Celui-ci perçoit donc un avantage injustifié vu qu'il utilise le réseau de façon bidirectionnelle. Etant donné les gains importants à réaliser, de nombreux particuliers ont donc installé des panneaux, ce qui a fait gonfler de manière bien plus importante que prévue l'enveloppe du surcoût de la mesure.

Finalement, cette mesure qui se voulait équitable d'un point de vue social s'est avérée ne bénéficier qu'aux ~~bénéficiaires~~ populations de tranches de revenus plus élevées, à même d'investir dans une installation photovoltaïque, au détriment des autres catégories de citoyens. La mesure a in fine consisté en une subsideation croisée de type « les pauvres donnent aux riches » socialement désastreuse.





Ce simple exemple a pour but de démontrer l'importance d'analyser scrupuleusement tous les impacts des mesures à prendre et ce, sur les différentes dimensions sociétales.

Les paragraphes suivants synthétisent les enjeux de la problématique sur les trois dimensions principales.

### 5.1.1. Dimension environnementale

En quelques années, la dimension environnementale est devenue un enjeu majeur auquel fait face la société actuelle. L'urgence climatique n'est plus à démontrer et de nombreuses directives ont été adoptées par l'Europe pour gérer cette problématique. Ces directives se déclinent de diverses manières au sein des Etats Membres. En Belgique, cette transition énergétique se traduit sous la forme d'un décommissionnement des centrales nucléaires et sous la forme d'objectifs en termes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, d'augmentation de la part de renouvelable dans le mix énergétique et d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Afin de mettre en œuvre le décommissionnement des unités nucléaires tout en respectant les objectifs en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>, le modèle doit chercher à organiser le mix électrique de sorte à limiter les émissions de CO<sub>2</sub> par kWh d'électricité produit.

Les objectifs liés à la pénétration des énergies renouvelables intermittentes impliquent l'intégration de solutions permettant de gérer cette intermittence. Le modèle de marché à venir doit donc pouvoir intégrer cela en favorisant la pénétration de ces unités non pilotables.

Finalement, en marge de ces deux objectifs faïtiers, on s'attend à une électrification croissante du transport et du chauffage tel qu'exposé en section 2.3. Ces deux usages de l'électricité s'avèrent être de possibles sources de flexibilité importantes et il est donc crucial de mettre en place un modèle concrétisant au mieux ces potentiels.

La flexibilité sous toutes ses formes semble ainsi être un moyen pour atteindre ces trois objectifs majeurs. En effet, l'utilisation de celle-ci permettrait de potentiellement maximiser la consommation durant les périodes où l'énergie renouvelable est relativement abondante et de minimiser la consommation lors de périodes de production faible. L'objectif sous-jacent mais tout aussi indispensable est de continuer à maintenir l'équilibre du système électrique.

### 5.1.2. Dimension économique

La dimension économique est généralement la première à venir à l'esprit lorsqu'il s'agit de mettre en place des nouveaux mécanismes dans un marché. Souvent considérée comme le nerf de la guerre, elle peut rapidement se transformer en opportunités à saisir pour les acteurs impliqués. En effet, dans un contexte de flexibilité implicite par exemple, le prix SPOT de l'électricité devient sensiblement lié aux conditions de production instantanées, et plus particulièrement à la disponibilité de l'électricité d'origine renouvelable. Les prix pourront chuter drastiquement sur l'heure de midi où le soleil brille ou lorsque le vent souffle et remonter de la même manière lorsque les deux feront défaut. Ce phénomène a notamment fait plonger les prix en avril 2020 lorsque l'énergie photovoltaïque abondante couplée à une diminution drastique des besoins consécutive au confinement a fait passer le prix SPOT à moins de 20,00€/MWh en moyenne, avec quelques pics négatifs.



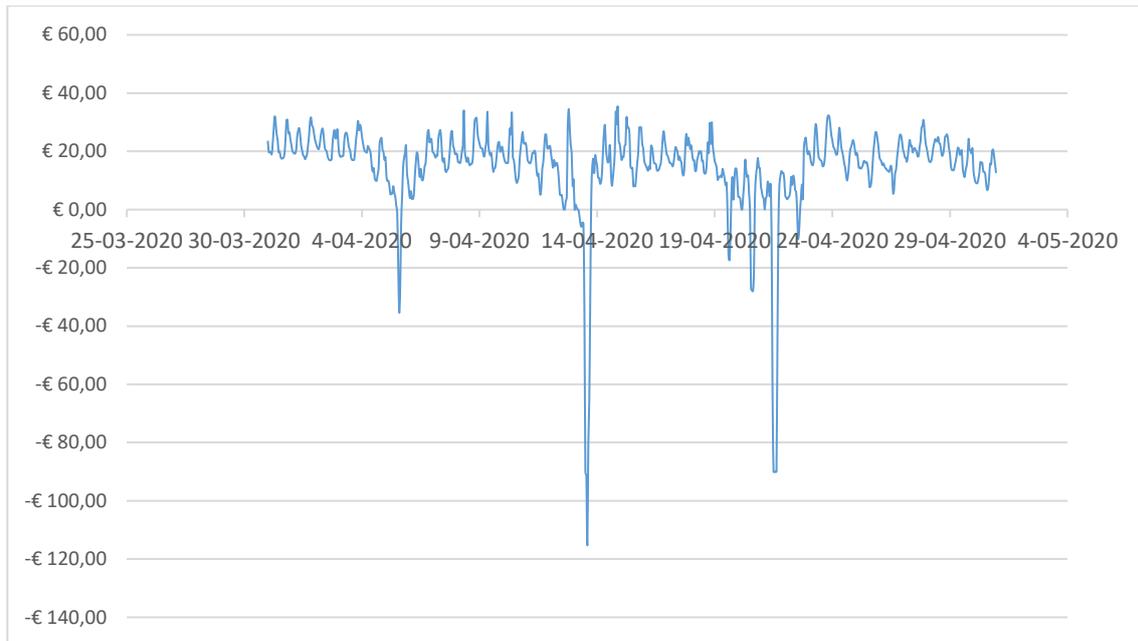


Figure 34: Evolution du prix de l'électricité sur le BELPEX en avril 2020<sup>50</sup>

Ainsi, le modèle de marché doit contribuer à minimiser le coût des services de réserve ainsi que le recours à des unités fonctionnant en pointe, au coût marginal de production élevé. Les services de flexibilité seront certainement utiles pour atteindre ces objectifs et réduire les barrières à l'entrée pour ce type de service ne peut que contribuer à optimiser la dimension économique.

Le modèle doit également tenir compte du rapport entre le niveau de bénéfice et le niveau de risque pour les acteurs. Dans cette optique, il semble opportun de faire émerger des produits de toutes classes de risque et d'organiser la transparence sur ces produits. Cependant, ceci est intimement lié aux prix SPOT de l'électricité qui sont par nature extrêmement volatils et par conséquent peu prédictibles.

Ensuite, il est indispensable de tenir compte des contraintes engendrées par les réseaux de transport et de distribution. Malgré le fait qu'il s'agisse d'une hypothèse communément posée, le réseau n'est pas une plaque de cuivre capable d'absorber tous les chocs (à la hausse ou à la baisse) potentiels. L'avènement d'un marché de flexibilité ne peut qu'accroître les risques de charges potentiellement non supportables par le réseau. Dès lors, la prise en compte des contraintes induites par celui-ci est indispensable pour la mise sur pied d'un modèle viable, et ce d'autant plus avec l'électrification progressive du chauffage et du transport.

En outre, les coûts supportés actuellement par le GRD (qui se répercutent sur le modèle tarifaire en vigueur) sont importants et l'objectif continu est de chercher à les minimiser.

En parallèle, le modèle doit inciter à un comportement vertueux des acteurs. Plus précisément, la problématique de risque de gaming doit être évitée au vu de la destruction de valeur engendrée.

<sup>50</sup> ELEXYS (2021), Sport Belpex, Disponible en ligne : <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotBelpex.aspx>





Enfin, dans cette même optique, le GRD doit être incité à rendre son réseau efficient et préparé à la transition énergétique. Dès lors, il doit être poussé à réaliser des investissements de sorte à rendre son réseau « smart » (via le smart metering et le smart grid) afin d'optimiser son utilisation.

### 5.1.3. Dimension sociale

A l'heure actuelle, la dimension sociale est la moins mature et la création d'un climat de confiance est la condition sine qua non de l'efficacité du modèle qui serait mis en œuvre. Les services valorisant la flexibilité demeurent anecdotiques sur le réseau de distribution et la plupart des clients raccordés sur celui-ci n'ont que très peu de notions du monde de l'énergie. Pour beaucoup, la facture énergétique est déjà incompréhensible aujourd'hui. Une implication de leur part dans des services de flexibilité bien plus complexes ne peut donc se faire qu'à renfort de vulgarisation des sujets et d'accompagnement. Ainsi, la question de la protection du consommateur, peu importe son niveau de compréhension, se pose. De plus, la répartition des tâches pour ce faire ainsi que le niveau d'ambition doivent être préalablement fixés.

Le risque de fracture technologique est ainsi bien réel, avec d'un côté les consommateurs actifs dans la transition énergétique et ses implications (compteur smart et tarification dynamique, participation à des services émergents, ...). Il est donc indispensable de prévoir des mesures pour y remédier en ciblant le segment de clients peu informés. Cette segmentation des clients doit être réalisée en évaluant le taux de discrimination positive que l'on souhaite appliquer.

Un élément supplémentaire induit par l'apparition de nouvelles opportunités sur le marché est que les acteurs commerciaux risquent de se mener une concurrence forte sur le segment des clients flexibles et de se ménager davantage de marges sur les clients plus passifs (comme aujourd'hui). Prévoir des mesures pour limiter les subsidiations croisées entre segments semble donc également être un point d'attention majeur dans la création du modèle. Des leçons peuvent éventuellement être tirées du modèle de marché actuel tout en établissant un plan d'actions à mener et à qui incombe la réalisation de ces actions.

En conclusion, le modèle doit pouvoir être équitable quel que soit le profil de risque du client. Pour ce faire, il serait peut-être opportun de s'inspirer du secteur bancaire en créant une variété de produits de toutes classes de risque tout en organisant la transparence sur ces produits. Dès lors, la manière de fixer le cadre doit être adressée ainsi que la répartition des tâches entre acteurs.

Ainsi, deux questions complémentaires se posent :

- Les clients vulnérables, bénéficiant aujourd'hui d'un tarif social « fixe » (non dynamique), peuvent-ils valoriser leur flexibilité?
- En cas de congestion, quelle logique de limitation de capacité / consommation adopter?

La réponse à la première relève du pouvoir fédéral. Selon nous, ne pas toucher au tarif social reviendra à exclure toute participation des clients vulnérables à la flexibilité implicite. Il faut donc répondre à cette question en connaissance de cause.

La seconde question relève quant à elle du niveau régional, avec une opposition entre le principe d'équivalence absolue de traitement et la segmentation des usages, les contrats flexibles, etc.

Quoi qu'il en soit, ces questions doivent être traitées en amont à la présente étude, tout en sachant que le modèle effectivement mis en œuvre sera décidé au niveau politique.



### 5.1.4. Récapitulatif des messages principaux

Dimension environnementale	Dimension économique	Dimension sociale
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le décommissionnement des unités nucléaires est acté en Belgique, au profit notamment des centrales thermiques au gaz → prévoir un modèle qui limite les émissions de CO2 par kWh d'électricité produit</li> <li>- Les objectifs de pénétration d'énergies renouvelables sont fixés et ambitieux ... mais l'énergie renouvelable est essentiellement non pilotable et très intermittente en Belgique → prévoir un modèle qui favorise la pénétration de ces unités non pilotables</li> <li>- L'électrification attendue du chauffage et du transport accroîtra significativement le potentiel de flexibilité! → prévoir un modèle qui concrétise au mieux ce potentiel</li> </ul> <p>→ Maximiser la consommation durant les périodes où l'énergie renouvelable est relativement abondante et la minimiser lorsqu'elle est peu présente</p> <p>→ Continuer d'assurer l'équilibre du système</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le modèle doit contribuer à minimiser le coût des services de réserve ainsi que le recours à des unités fonctionnant en pointe, au coût marginal de production élevé → favoriser les services de flexibilité / réduire les barrières</li> <li>- Le modèle doit aussi tenir compte du rapport entre le niveau de bénéfice et le niveau de risque pour les acteurs → faire émerger des produits de toutes classes de risque et organiser la transparence sur ces produits</li> <li>- Le GRD endure des coûts importants dans la chaîne de valeur → ces coûts doivent être minimisés</li> <li>- L'électrification attendue du chauffage et du transport mettra davantage le réseau sous contrainte...</li> <li>- Le modèle doit inciter à un comportement vertueux des acteurs → prévenir les risques de gaming, destructeurs de valeurs</li> <li>- Le GRD doit être incité à rendre son réseau efficient et préparé à la transition énergétique → favoriser les investissements smart metering et smart grid</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les services valorisant la flexibilité demeurent anecdotiques sur le réseau de distribution → vulgariser et accompagner + organiser la protection des consommateurs</li> <li>- Le risque de fracture technologique est réel → prévoir des mesures pour y remédier en ciblant le segment des clients peu « informés »</li> <li>- Les acteurs commerciaux risquent de se mener une concurrence forte sur le segment des clients flexibles et de se ménager davantage de marges sur les clients plus passifs (comme aujourd'hui) → prévoir des mesures pour limiter les subsidiations croisées entre segments.</li> <li>- Le modèle doit pouvoir être équitable quel que soit le profil de risque du client → faire émerger des produits de toutes classes de risque et organiser la transparence sur ces produits</li> </ul>

La présente étude vise donc la conciliation de ces trois dimensions sous le prisme d'un modèle de marché intégrant les différents types de flexibilité en son sein. La finalité restant l'optimum global sociétal, l'objectif sera d'émettre un set de recommandations pour alimenter la réflexion du régulateur. Une démarche itérative est indispensable afin d'adapter les recommandations à l'optimum considéré, et vice-versa.



## 5.2. Mise en contexte au niveau bruxellois

La présente section a pour but de contextualiser le réseau de distribution bruxellois en vue de pouvoir par la suite évaluer les impacts de la flexibilité sur celui-ci. Ainsi, les rôles du GRD seront présentés ainsi que les spécificités du réseau bruxellois. Les potentiels problèmes que l'on pourrait rencontrer en son sein au vu des messages présentés en section 5.1 seront pointés.

### 5.2.1. Rôles du GRD à l'heure actuelle

Le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, ou GRD, est, comme son nom l'indique, l'entité en charge de la bonne conduite du réseau de distribution d'électricité. En Région bruxelloise, cette mission revient ainsi à Sibelga. Outre la gestion du réseau, Sibelga s'est vu confier des missions de service public par les autorités régionales, comme par exemple la gestion de l'éclairage public. Concrètement, être GRD consiste notamment en :

- Construire, exploiter et entretenir le réseau
- Réaliser des raccordements et installer des compteurs
- Ouvrir et fermer des compteurs
- Réaliser les relevés des compteurs
- Réparer les pannes d'électricité
- Gérer le registre d'accès
- Gérer et valider les données de consommation

En outre, Sibelga est tenu de contribuer au bon fonctionnement du marché (rôle de facilitateur)

En 2019, Sibelga gérait ainsi 6.421 km de réseaux haute et basse tensions, 722.433 points de fourniture pour un total de 4.433.937 MWh d'électricité transportés.<sup>51</sup>

Nous verrons dans les prochaines sections que le rôle du GRD sera amené à évoluer dans les prochaines années au vu des changements induits par la transition énergétique.

### 5.2.2. Etat du réseau bruxellois

L'état actuel du réseau de distribution d'électricité bruxellois peut être analysé sur quatre axes :

1. Architecture du réseau
2. Dimensionnement des composants
3. Charges et unités de production connectées
4. Profils de production et de consommation

---

<sup>51</sup> SIBELGA (2019), L'essentiel 2019



## 1. Architecture du réseau

Sauf quelques rares exceptions, le réseau bruxellois est développé en étoile, tel qu'illustré en Figure 35 **Error! Reference source not found.**

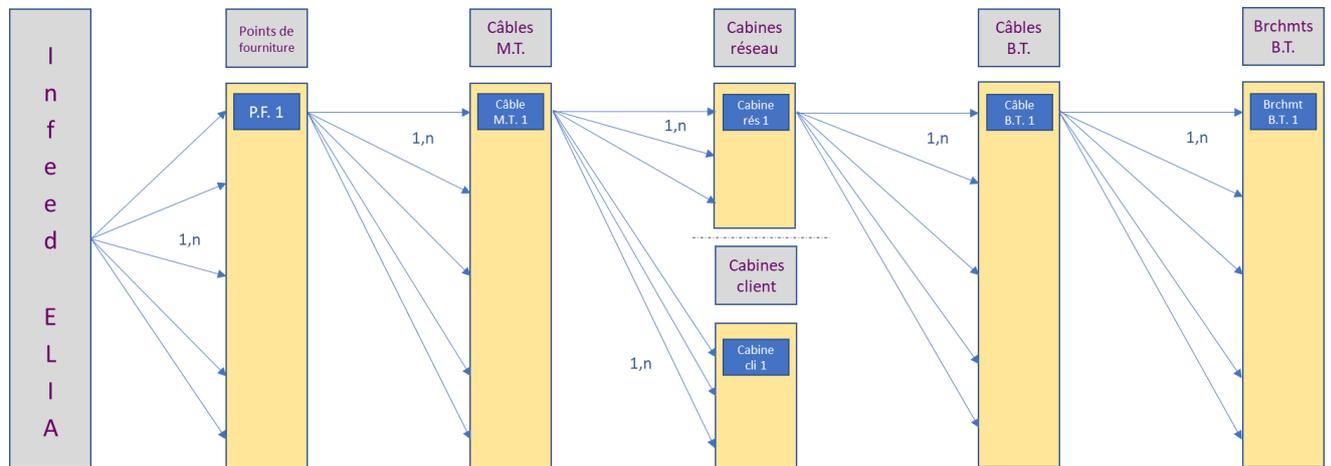


Figure 35: Architecture du réseau de Sibelga

Cette architecture est donc quasi immuable.

## 2. Dimensionnement des composants

. Les ordres de grandeur des puissances admissibles par les transformateurs, les départs câbles et les branchements sont reprises sur la Figure 36 pour la moyenne tension et sur la Figure 37 **Error! Reference source not found.** pour la basse tension.

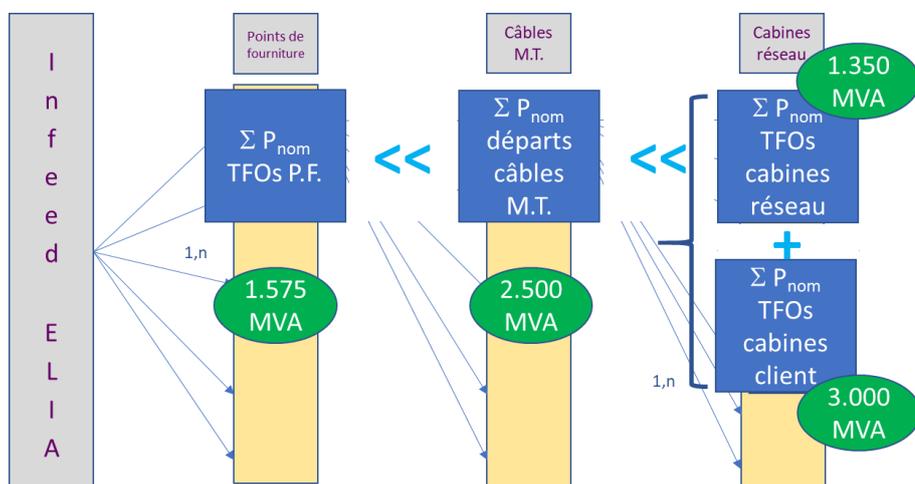


Figure 36: Dimensionnement des composants du réseau de Sibelga en moyenne tension<sup>52</sup>

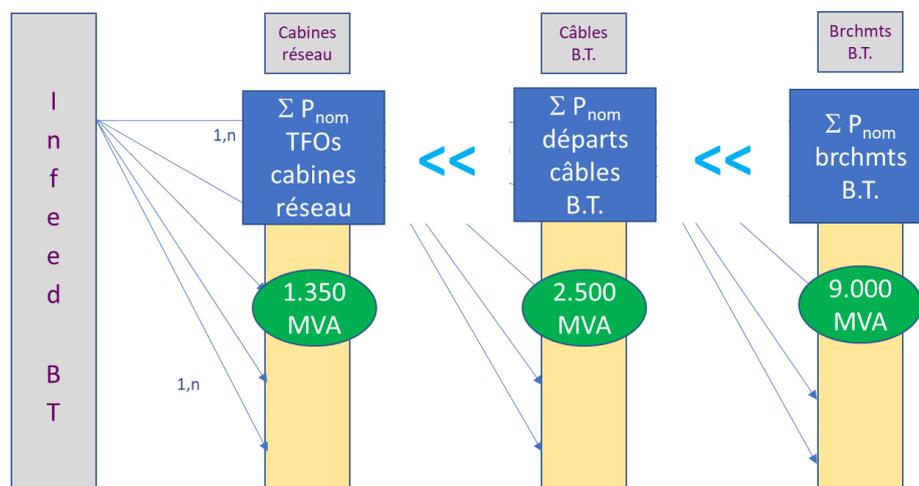


Figure 37: Dimensionnement des composants du réseau de Sibelga en basse tension<sup>53</sup>

Les capacités de ces éléments constituent des ordres de grandeur jugés comme réalistes. On observe donc que les niveaux amont ont une capacité résultante nettement inférieure à celle des niveaux aval. Ceci résulte du principe de foisonnement.

Le dimensionnement de ces composants est très peu évolutif. Le remplacement de 1 à 2% de ceux-ci est réalisé chaque année et est régi par le plan d'investissement du GRD. Le rythme ne peut a priori pas être beaucoup plus élevé en l'état.

En moyenne tension, au niveau de l'infeed Elia, la pointe quart-horaire observée lors de la période 2019-2020 était de 900 MW. Cette pointe est calculée sur base du plan d'investissements 2021-2025. Au niveau des points de fourniture, le taux de charge moyen est de 57%, conformément aux données renseignées dans le Tableau 9

Taux de charge	Nbre de P.F.	Cumul puissances garanties (MVA)	Cumul des pointes (MVA)
[90%-100%[	2	55,90	53,25
[80%-90%[	1	16,00	13,95
[70%-80%[	10	403,10	292,49
[60%-70%[	5	133,20	87,09
[50%-60%[	6	268,20	145,44
< 50%	15	486,80	186,22

<sup>52</sup> Figure basée sur le plan d'investissement Sibelga  
P<sub>nom</sub>= Puissance nominale ; TFO= transformateur

<sup>53</sup> Figure basée sur le plan d'investissement Sibelga





*Tableau 9: Taux de charge des points de fourniture non partagés du réseau Sibelga pour la période 2019-2020<sup>54</sup>*

En basse tension, la pointe estimée au niveau de l'infeed basse tension était de 400 MW<sup>55</sup> en 2019. Cela se traduit par un taux de charge moyen des cabines réseau de 34%, sur base de la Figure 38 et de 19% pour les départs câbles basse tension, sur base de la Figure 39.

---

<sup>54</sup> Source : Sibelga, Plan d'investissement 2021-2025

<sup>55</sup> Estimation à 10% basée sur une utilisation foisonnée de 5000h et d'une consommation annuelle d'environ 2TWh



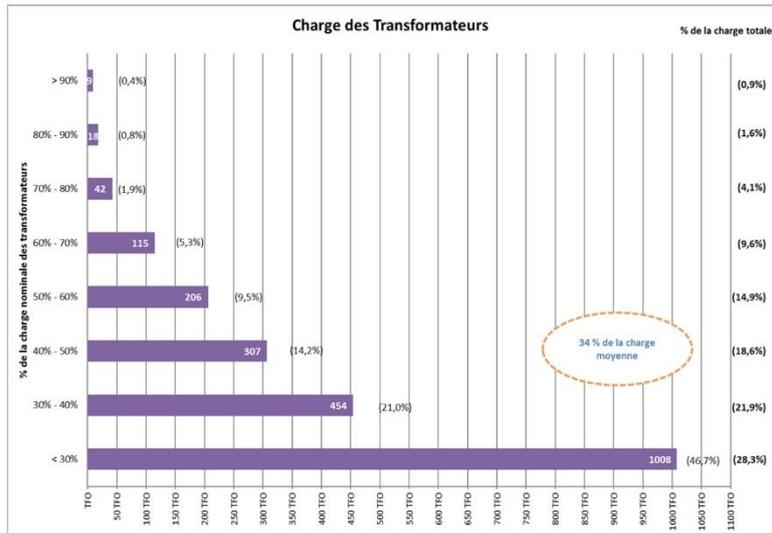


Figure 38: Taux de charge des transformateurs des cabines réseau<sup>56</sup>

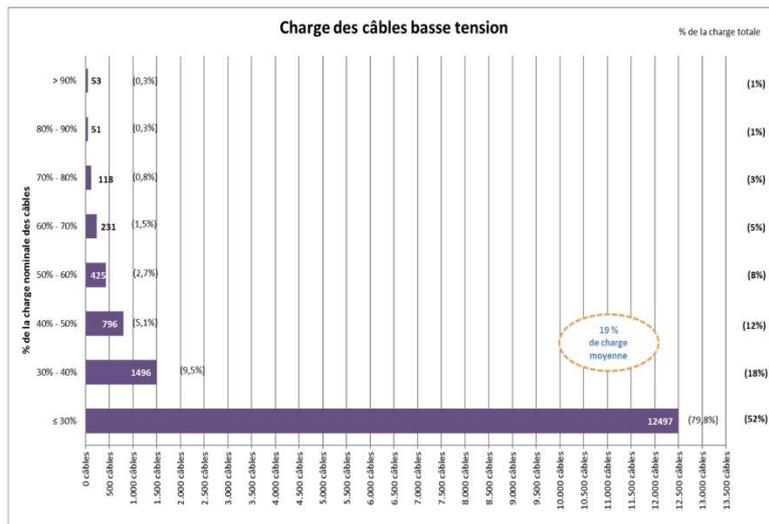


Figure 39: Taux de charge des câbles basse tension<sup>57</sup>

Au vu des taux de charges de ces différents composants du réseau, on comprend rapidement que le réseau de Sibelga est à l'heure actuelle largement dimensionné au vu de la réserve de capacité importante disponible.

<sup>56</sup> Source : Sibelga, Plan d'investissement 2021-2025

<sup>57</sup> Idem



### 3. Charges et unités de production connectées

On ne voit à l'heure actuelle qu'une très faible évolution des charges et unités de production qui sont raccordées au réseau. Cette évolution est inférieure à 1% par an. Cependant, on dénombre trois exceptions qui peuvent potentiellement changer rapidement la donne :

- Les productions décentralisées, et plus particulièrement le photovoltaïque
- Le véhicule électrique
- Le chauffage électrique/pompes à chaleur

Si le premier usage du réseau est déjà une réalité, on a observé en section 2.3.4 que son essor va s'accroître dans les prochaines années. Le véhicule électrique est quant à lui de plus en plus répandu, et l'évolution de la législation rend son arrivée massive imminente. Finalement, le déploiement du chauffage électrique est attendu à l'horizon 5 à 10 ans. Nous verrons par la suite que ces usages peuvent rapidement mettre le réseau sous contrainte.

### 4. Profils de production et de consommation

Les profils de production et de consommation sont a priori très peu évolutifs également. On recense deux exceptions à ce principe. La première est liée à l'arrivée du chauffage électrique. Électrique ou non, le chauffage est intrinsèquement lié aux conditions météorologiques, et plus particulièrement aux degrés-jours. Le déploiement massif du chauffage électrique induira donc une augmentation synchrone pour l'ensemble de ses utilisateurs de la demande en période hivernale. La deuxième exception réside dans les charges se prêtant facilement à la flexibilité (véhicule électrique par exemple). Ce type de charge pourra facilement augmenter ou limiter l'appel de puissance, voire réinjecter dans le réseau dès que son potentiel de flexibilité sera activé.

#### A retenir

Le réseau de Sibelga est à l'heure actuelle largement dimensionné au vu de la réserve de capacité importante disponible. Ainsi, jusqu'en 2019, Sibelga n'a logiquement pas observé de problèmes de congestion sur son réseau par excès de production.

On comprend également que, à croissance homogène de la charge sur le réseau en Région bruxelloise, la saturation du réseau et le risque de congestion interviendront beaucoup plus rapidement sur les niveaux amont du réseau de Sibelga (points de fourniture, puis réseau M.T.). Dans la pratique, la saturation interviendra encore plus rapidement au niveau des poches du réseau de transport régional.

Ainsi, la gestion actuelle du réseau par Sibelga peut être perpétuée sous réserve de 3 « problèmes »/risques à adresser. Le premier est la poursuite de l'installation de productions renouvelables / cogénérations de qualité sur le réseau. Il a été mis en évidence en section 2.3.4 qu'il s'agissait déjà d'une réalité. Ensuite, les deuxième et troisième risques résident dans l'intégration d'un nombre (éventuellement rapidement) croissant de véhicules électriques rechargeables dans la Région et dans l'intégration de logements neufs ou rénovés adoptant un mode de chauffage / ECS électrique. Ces deux usages représentent une augmentation potentiellement importante de la charge à supporter par le réseau, mais également des sources envisageables de flexibilité.

La présente étude se focalisera principalement sur les charges se prêtant à la flexibilité dès lors que leur potentiel est activé.



### 5.3. Marché local VS global et considérations liées

La démarche adoptée dans la présente section est reprise en Figure 40. En partant des besoins systémiques belges, l'objectif est donc de pouvoir établir en section 5.4 les modalités objectives, non-discriminatoires et transparentes de limitation d'activation par le GRD, ainsi que le régime d'indemnisation subséquent.

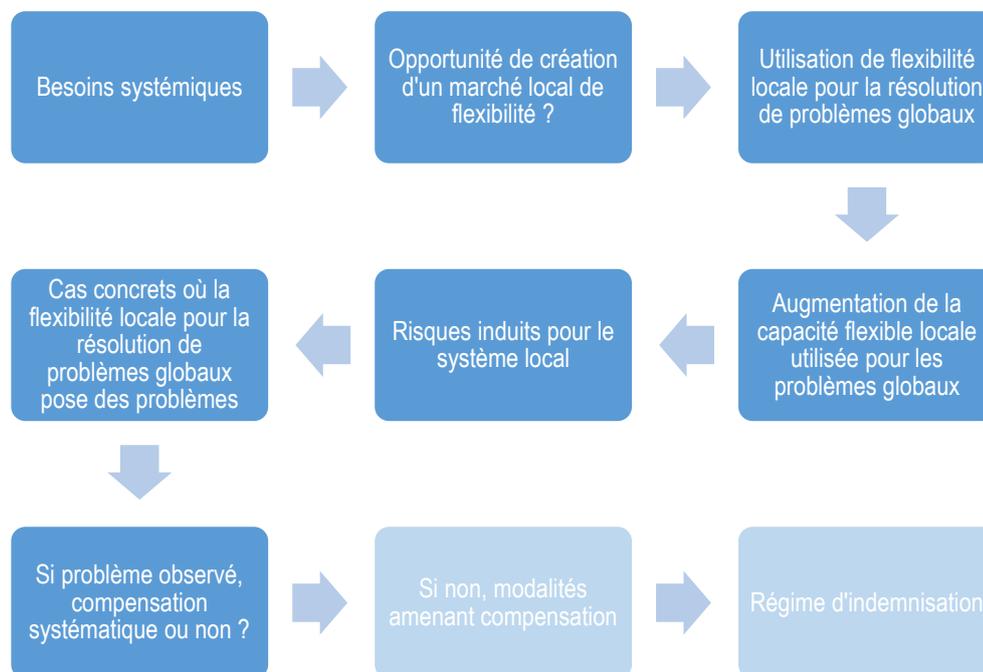


Figure 40: Démarche de réflexion adoptée quant à l'activation de flexibilités locales

#### 5.3.1. Besoins systémiques (échelle fédérale) et leurs impacts

Les éléments identifiés en section 5.1.1 peuvent être synthétisés au travers de trois besoins systémiques propres à la situation belge :

- Accroître la part d'énergie renouvelable (intermittente) dans le mix électrique
- Décommissionner des unités nucléaires en 2025
- Réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, notamment via une électrification du chauffage et du transport

Les premier et troisième besoins sont issus des objectifs européens en matière environnementale, tandis que le deuxième est un objectif national majeur. L'électrification du chauffage et du transport constituera un levier majeur pour parvenir à une réduction importante des émissions de CO<sub>2</sub>. Les impacts de chacun de ces éléments sur le réseau sont variables et ne concernent pas les mêmes segments de celui-ci (distribution ou/et transport). Ces impacts peuvent potentiellement constituer des risques pour le système si aucun outil n'est prévu pour y faire face.





## Accroître la part d'énergie renouvelable (intermittente) dans le mix électrique

Le potentiel de développement des énergies renouvelables en Belgique a déjà été largement abordé dans la littérature. Il en ressort que ce potentiel réside en très grande partie dans l'éolien (on et off-shore) et dans le photovoltaïque. Ces énergies sont par définition de type intermittent et concernent des portions différentes du réseau, tel qu'illustré en Figure 41.

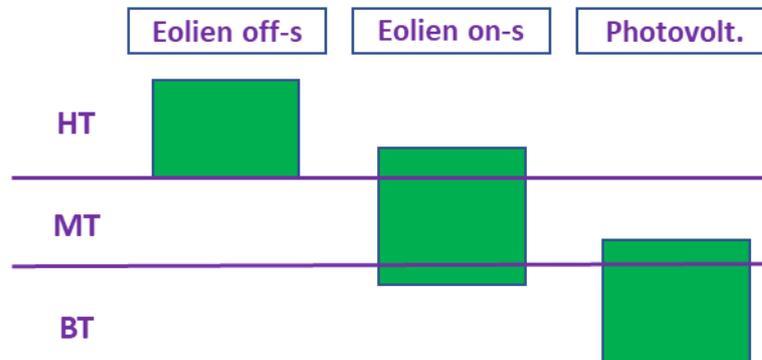


Figure 41: Segments du réseau touchés par les énergies renouvelables

Le caractère intermittent de ces énergies constitue ainsi un risque accru à court terme pour le réseau au vu des déséquilibres potentiels (balancing) qu'elles induisent. L'utilisation de produits de flexibilité, tels que les balancing services (décrits en section 3.6.1) étant un moyen éprouvé pour y faire face, la demande pour ce type de produits pour la résolution de problèmes globaux ira croissante.

## Décommissionner des unités nucléaires en 2025

Le décommissionnement des centrales nucléaires belges est un sujet brûlant dans le domaine de l'énergie depuis de nombreuses années. Repoussé à plusieurs reprises, le fédéral s'est à présent accordé pour fixer 2025 comme dernière limite pour l'arrêt complet de l'ensemble des réacteurs. Cependant, il est rapidement apparu que la sortie de ces 6 GW de puissance pilotable constituait un important risque pour l'adéquation du système, et que leur remplacement uniquement via des capacités renouvelables, par définition intermittentes dans le cas de la Belgique, était illusoire. De plus, malgré un besoin criant d'investissements dans de nouvelles capacités, aucune nouvelle unité pilotable n'est sortie de terre ces dernières années pour pallier le phase-out du nucléaire. Il fut ainsi décidé en 2019 de mettre en place un mécanisme de rémunération des capacités afin d'encourager les acteurs à investir dans de nouvelles centrales. De plus amples informations sur le fonctionnement de ce CRM sont disponibles en section 3.9.

Entrant en fonctionnement via une première enchère en 2021, le CRM devrait ainsi permettre l'émergence de nouvelles capacités pilotables ou non, et une participation de la demand side response, tel qu'illustré en Figure 42.



Figure 42: Segments du réseau concernés par le CRM



Quoi qu'il en soit, les délais de mise en œuvre du CRM sont extrêmement serrés. Si celui-ci venait à ne pas permettre l'arrivée de nouvelles capacités à temps, des risques très importants de déséquilibre structurel (au niveau de l'adéquation) surviendraient.

Ainsi, la demande en produits de flexibilité pour la résolution des problèmes globaux serait renforcée.

### Réduire les émissions de CO2, notamment via une électrification du chauffage et du transport

La stratégie adoptée en Belgique afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre passe notamment par une électrification progressive du chauffage et du transport. Leur développement attendu en Région bruxelloise est présenté en sections 2.3.2 et 2.3.3. Ces usages concernent majoritairement la basse tension, et dans une moindre mesure la moyenne tension, tel qu'illustré en Figure 43. Ainsi, malgré une réduction de la demande pour les usages historiques de l'électricité grâce à l'augmentation de l'efficacité énergétique, les réseaux seront sous plus grande contrainte au vu de la simultanéité des besoins pour l'ensemble des usagers, surtout s'agissant du chauffage.

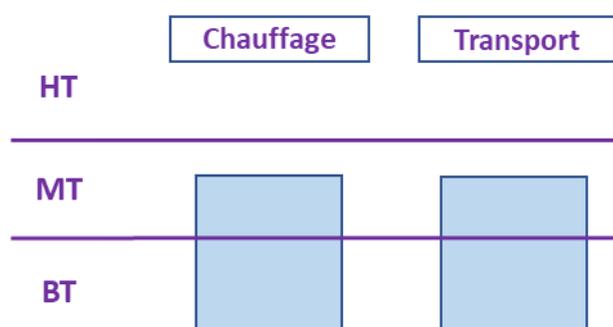


Figure 43: Segments du réseau touchés par l'électrification des usages

Dès lors, des risques accrus de congestions locales sont attendus, ainsi qu'un déséquilibre structurel potentiel (adéquation). Cette électrification des usages va donc induire une augmentation de la demande en produits de flexibilité pour la résolution de problèmes globaux, mais également locaux.

Finalement, ces nouveaux usages de l'électricité sont des sources potentielles de flexibilité qui peuvent ainsi accroître l'offre disponible. La mise en regard avec l'augmentation de la demande en produits de flexibilité pour la résolution de problèmes locaux et globaux permet donc de mettre en évidence une certaine opportunité de développer un marché de flexibilité. Il convient cependant de prêter attention à l'équilibrage de l'offre et de la demande, tout en cherchant à minimiser les coûts en accord avec la dimension économique de l'optimum global sociétal. Si des marchés de flexibilité globaux existent et ont prouvé leur efficacité en Belgique, il n'existe à l'heure actuelle pas de marché local. La section 5.3.2 discute de l'opportunité de développer un marché de flexibilité local en Région bruxelloise.

#### 5.3.2. Opportunité de développer un marché local de flexibilité

En accord avec la demande et l'offre croissantes de flexibilité, la Directive européenne 2019/944 prévoit en son article 32 l'autorisation et l'incitation des gestionnaires de réseau à recourir à ce type de services pour faciliter la gestion de leur réseau.

*« Les États membres fournissent le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones, de manière à améliorer l'efficacité de la gestion et du*





*développement du réseau de distribution. En particulier, le cadre réglementaire garantit que les gestionnaires de réseau de distribution peuvent acquérir de tels services de fournisseurs de production décentralisée, participation active de la demande ou stockage d'énergie et favorisent la prise de mesures d'efficacité énergétique lorsque ces services réduisent, avec un bon rapport coût-efficacité, la nécessité de moderniser ou de remplacer des capacités électriques et favorisent l'exploitation efficace et sûre du réseau de distribution. Les gestionnaires de réseau de distribution achètent ces services selon des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché, à moins que les autorités de régulation n'aient établi que l'achat de ces services n'est pas efficace sur le plan économique ou que cet achat risque d'entraîner de graves distorsions du marché ou une congestion plus importante. »*

Comme explicité dans la section précédente, les besoins de flexibilité peuvent être ressentis pour la résolution de problèmes tant au niveau global et qu'au niveau local.

Au niveau **global**, cette demande s'est déjà traduite au travers des services de balancing, qui constitue une source de flexibilité explicite, où les contrats prévoient des obligations de résultat de la part des unités flexibles. En Belgique, ces services sont déjà particulièrement matures et exploitent uniquement les relations en B2B.

La liquidité de ces services est actuellement importante et la réserve d'offre est suffisante que pour assurer la demande. A noter que l'objectif de ces services n'est cependant pas de régler les problèmes d'adéquation mais bien uniquement les déséquilibres ponctuels observés sur le réseau.

En revanche, la flexibilité implicite à échelle globale, qui fonctionne au travers d'un signal prix unique dynamique n'est encore que très peu implémentée en Belgique. Ce type de contrat n'implique pas d'obligation de résultat, mais le consommateur peut voir sa facture fortement augmenter s'il consomme « trop » lors de pics de prix survenant lors de périodes de pénurie.

Si ces services ne suffisent pas à rétablir l'équilibre global, le gestionnaire de réseau dispose d'une solution alternative légale. Celle-ci se traduit au travers du concept de LOLE (Loss of load expectation), de plan de délestage et de gestion des pénuries.

Le marché de flexibilité pour la résolution de problèmes globaux a donc déjà largement montré son efficacité et se justifie pleinement en termes de valeur ajoutée.

Au niveau **local**, et plus précisément bruxellois, il n'existe aucun cadre réglementant un tel marché de flexibilité.

La phase 1 de la présente étude a mis en évidence :

- le peu de références probantes existant en Europe, essentiellement dans des zones confrontées à des problèmes majeurs de productions locales intermittentes, loin donc des préoccupations d'un réseau urbain
- l'illiquidité importante de ces marchés, qui se renforce au plus la zone/région sur laquelle on cherche à les implanter est restreinte
- les risques réels de gaming.
- au fin, un constat d'immaturation de ces marchés.

En outre, le réseau de la Région Bruxelles-Capitale est déjà et sera certainement caractérisé par une multitude de contextes locaux différents (plus ou moins proches de la saturation, plus ou moins de productions décentralisées photovoltaïques, plus ou moins de chauffage électrique, plus ou moins de proportion de



véhicules électriques,...) qui appelleront des incitants différents. Il faudrait donc idéalement des signaux-prix adaptés à chaque contexte particulier. Ceci est à comparer avec les exemples du paragraphe 3.7. où le principal inducteur est le niveau de production éolienne, forcément univoque sur la zone locale.

**Ces différents éléments amènent à conclure que le développement d'un marché de flexibilité locale est inadapté à la réalité urbaine de la Région bruxelloise**, d'autant que, comme nous le verrons plus loin, un tel marché serait surtout utile pour contrer les signaux émis sur la zone de réglage. Et faire coexister deux marchés en les laissant générer des signaux contradictoires ne peut qu'être source de confusion pour les utilisateurs, comme pour les parties commerciales.

### 5.3.3. Pertinence et risques induits par l'utilisation de la flexibilité locale

Nous avons mis en évidence à la section précédente que la mise en œuvre d'un marché local de flexibilité en Région bruxelloise n'était pas pertinente. Cependant, rien n'empêche de permettre à des capacités flexibles locales de participer à un marché de flexibilité initié à l'échelle globale. Néanmoins, la bonne conduite du réseau local doit rester une priorité et ce, malgré la hausse de la capacité locale flexible. Nous analysons ainsi plus en détail la probabilité de simultanéité de problèmes globaux et locaux ci-après.

Le damier repris en Figure 44 illustre les combinaisons de situations que l'on peut rencontrer aux échelles locales et globales. En ordonnée sont ainsi reprises les situations locales, où l'on observera à un extrême un surplus de production, et à l'autre un surplus de consommation. En abscisse, c'est l'état de contrainte de la zone globale qui est repris. On aura ainsi à un extrême une zone longue (excès de production) et à l'autre une zone courte (excès de consommation).

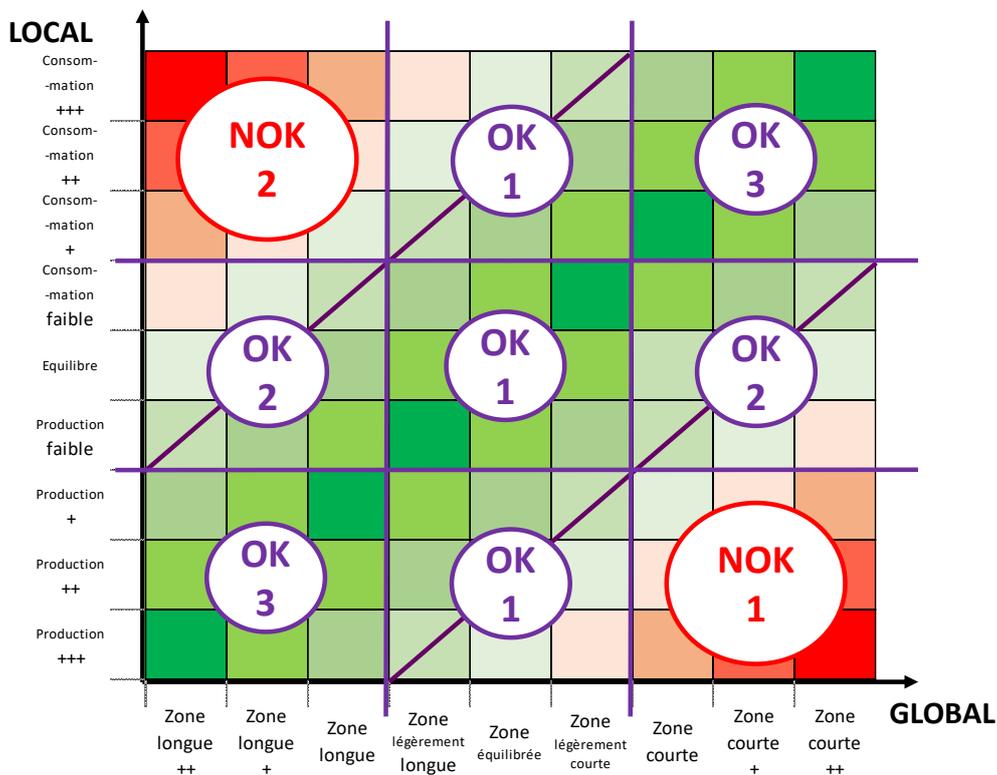


Figure 44: Situations potentielles observables aux échelles globale et locale





Les cas potentiels ont ainsi été réduits à 9. La flexibilité activée pour résoudre des problèmes globaux sera bénéfique ou neutre dans les **cas dits « OK »**. Dans les cas « OK1 », les signaux seront faibles et le GRD n'aura donc aucune raison de limiter l'activation de la flexibilité sur son réseau. Dans les cas « OK1 » central et « OK2 », le réseau local n'est pas contraint, ce qui signifie de nouveau que la flexibilité en son sein ne posera pas de problème. Enfin, s'ajoutent à ces cas ceux où le réseau local est contraint de manière analogue au réseau global (cas « OK3 » et « OK1 » central).

Viennent ensuite les deux situations référencées comme « NOK ». Dans ces cas, la flexibilité activée pour résoudre des problèmes globaux pourrait s'avérer problématique à l'échelle locale.

La **situation « NOK1 »** est observée en cas de zone courte à très courte par excès de consommation à l'échelle globale combinée à des surcroûts de production locaux. Cependant, en Région bruxelloise, compte tenu de l'absence de production éolienne et de la faible pénétration de la production photovoltaïque en comparaison avec la Flandre et la Wallonie, la probabilité d'une telle situation est voisine de zéro. Cette situation n'est donc pas considérée comme problématique dans le cadre de l'étude qui nous occupe.

La **situation « NOK2 »** survient lorsqu'on observe des excès de production importants sur la zone globale simultanément à une surcharge importante d'un point de vue local. Une telle situation se manifestera principalement lors des périodes de production importante d'énergie renouvelable intermittente.

Sous le prisme de l'utilisation de la flexibilité, une telle situation va générer des signaux prix plus ou moins agressifs incitant à la consommation (chute des prix). Ces prix vont être mis à profit par les opérateurs de flexibilité grâce à des algorithmes d'intelligence artificielle en vue de maximiser une fonction-objectif de type économique. On peut dès lors s'attendre à une réponse d'autant plus importante à ces signaux-prix que le volume flexible est localement élevé et que ce volume est automatiquement activable.

Or, l'électrification du transport et du chauffage va précisément permettre d'augmenter ce volume flexible localement. Le pilotage de cette charge est relativement aisé sans entamer significativement le niveau de confort des usagers. En outre, il s'agit d'une opportunité majeure déjà identifiée par de nombreux acteurs. On peut donc supposer en toute logique que cet accroissement du volume flexible fera inéluctablement croître la probabilité d'observer des situations problématiques du type « NOK2 » dans le futur à Bruxelles.



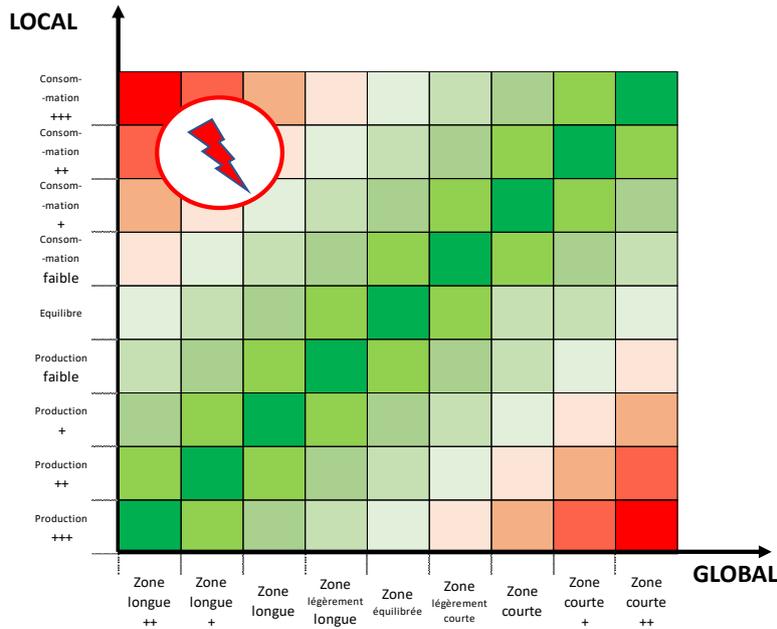


Figure 45: Situation problématique dans le cas de Bruxelles

**Quels seraient les impacts d'une limitation de l'activation des charges flexibles dans ce cas de figure ?**

Si ces charges participent à des services de flexibilité **explicite** ou de balancing résiduel, l'impact pour le système sera nul étant donné qu'il sera toujours possible de trouver suffisamment de flexibilité dans des zones non congestionnées de la zone globale. Pour le FSP ou BSP, l'impact sera nul pour ces mêmes raisons. Finalement, pour le client flexible de la zone locale, un très faible manque à gagner pourrait survenir, d'autant plus si le réseau congestionné est monitoré en temps réel. En effet, ce monitoring permettrait d'identifier avec précision les plages horaires où le réseau est congestionné, et ainsi les limitations d'activation seraient tout aussi limitées dans le temps.

Si ces charges participent à des services de flexibilité **implicite**, l'impact pour le système sera également nul étant donné la possibilité de brider une production renouvelable assez facilement. Pour le producteur, le manque à gagner sera limité à la marge au vu des prix spots déjà très faibles en période de production importante. Finalement, pour le client, le manque à gagner sera également assez réduit. Il ne pourra cependant pas recharger son véhicule électrique en « full speed » au moment où les prix de l'énergie sont les plus attractifs et il devra étaler son cycle de recharge. A priori, pas de perte de confort étant donné que la recharge complète nocturne du véhicule et le niveau de chauffage resteront satisfaisants sauf dans les cas où le renforcement du réseau serait nécessaire.

Deux points d'attention majeurs sont à retenir de ce qui précède. Il est tout d'abord essentiel de **revoir les critères de renforcement du réseau** à la lumière du confort des utilisateurs. Ainsi, un focus sur la recharge des véhicules électriques et l'utilisation du chauffage électrique doit être réalisé. Le deuxième point d'attention est un prérequis au premier. Il est important d'enjoindre ou d'inciter le GRD à **monitorer les portions de réseau congestionnées** afin de circonscrire les limitations d'activation au strict nécessaire. Cela permettra d'éviter d'exclure d'emblée les clients concernés de toute participation à des services de flexibilité explicite, tel que c'est actuellement le cas.





La révision des critères de renforcement du réseau est donc une orientation qui s'écarte de celle, largement répandue, consistant à ce que le GRD dédommage les parties préjudiciées dès lors qu'il limite une activation. Les défenseurs de cette orientation présument qu'un juste niveau de dédommagement fournira le bon incitant au GRD pour arbitrer correctement entre « consentir l'investissement de renforcement » et « verser les compensations aux parties préjudiciées ».

Cependant, cette hypothèse oublie complètement que toute logique de compensation générera un effet d'aubaine pour les FSP. Cette problématique du gaming a déjà été largement discutée au travers des exemples concrets présentés en section 3.2. En effet, ces derniers auront financièrement tout intérêt à exercer un pilotage synchrone de leurs charges flexibles afin de générer des congestions : ils toucheront les compensations et organiseront ensuite un pilotage plus lissé. Or, il serait opportun que le mécanisme de marché incite directement le FSP à opter pour un pilotage optimisé/lissé de son portefeuille qui ne perturberait pas le réseau local.

Sur base de l'ensemble des éléments présentés ici, il est possible de poser les conditions suivantes quant au mécanisme de marché optimal. Celui-ci ne peut pas consister à compenser la moindre limitation d'activation exercée par le GRD au vu de la problématique du gaming que cela implique. Il doit cependant également consister à fournir les justes incitants aux GRD pour renforcer le réseau lorsque « socialement » nécessaire. Cette notion « sociale » doit se fonder sur le confort de l'utilisateur, lequel doit être « suffisant ». Le caractère suffisant nécessite un débat en soi.

L'enjeu principal concernera certainement la recharge des véhicules électriques sur le réseau B.T. Néanmoins, la toute grande majorité des utilisateurs n'auront pas besoin d'une recharge semi-rapide pour leurs déplacements quotidiens. L'enjeu pourrait aussi concerner le chauffage électrique (PAC) en fonction de l'inertie thermique des bâtiments, qui permettrait des cycles intermittents de chauffe.

#### 5.3.4. Limitation de la flexibilité activée à l'échelle locale pour répondre aux besoins globaux

Nous avons mis précédemment en évidence les risques induits par l'utilisation de la flexibilité locale pour le réseau de distribution. Il convient donc à présent d'évaluer la probabilité qu'une situation où l'activation d'un service de flexibilité pose des problèmes sur ce réseau local.

Les deux sous-sections ci-après analysent ainsi une situation où un BRP dispose d'un portefeuille de véhicules électriques dont il peut commander le cycle de recharge à distance. Dans la première sous-section, le profil de recharge de ce parc de véhicules sera analysé. Dans la seconde, le cycle de recharge d'un unique véhicule sera abordé sous l'angle d'une recharge classique, et sous l'angle d'une recharge avec possibilité de vehicle to grid (V2G).

##### 5.3.4.1. Probabilité qu'une congestion sur le réseau de Sibelga soit générée par la flexibilité activée pour les besoins globaux- Scénario 1

Considérons un responsable d'équilibre (BRP) ayant un portefeuille à équilibrer → balancing = besoin global

Ce BRP dispose pour ce faire d'un sous-portefeuille de clients flexibles aisément pilotables, par exemple des clients devant recharger leur VE à domicile (réseau B.T.)

Via une recharge intelligente, les BRP sont informés chaque jour des besoins de recharge (#kWh / VE) et des plages horaires durant lesquelles la recharge doit être effectuée (typiquement entre 17-19h et 6-8h le lendemain).



Dans l'exemple,

- le BRP s'est fixé un diagramme de recharge (simplifié) pour son portefeuille de charges flexibles VE
- il dispose en fait de 5 clusters de charges équivalentes, réparties géographiquement:  
● ● ● ● ●

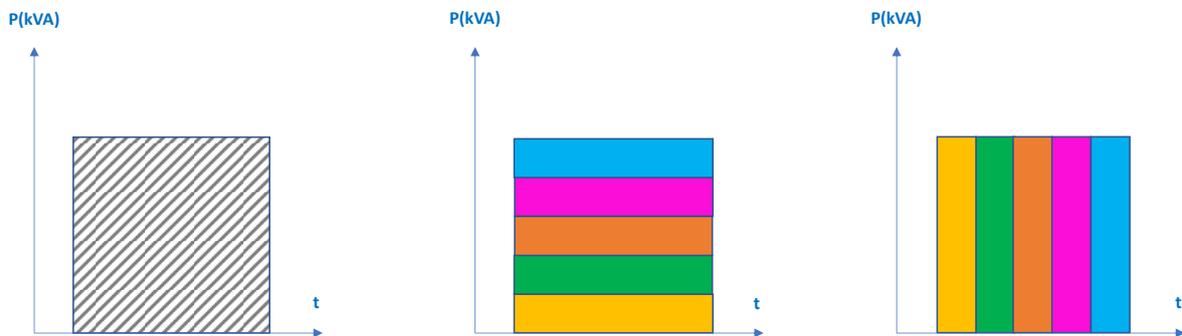


Figure 46: Profil de recharge d'un parc de véhicules électriques (au centre : lissé ; à droite : non lissé)

Le diagramme de charge planifié par le BRP est représenté à gauche. Au vu des possibilités de recharge intelligente, le BRP dispose d'une infinité de manières pour construire ce diagramme. Il peut choisir une manière de la plus « lissée », représentée au centre, à la moins « lissée » à droite.

On comprend aisément que le BRP devrait être incité à adopter un diagramme de recharge des 5 clusters le plus lissé possible. En effet, le diagramme le moins lissé aura tendance à mettre le réseau local sous plus grande contrainte.

La mise en œuvre d'un système de compensation systématique en cas de limitation aura tendance à pousser le BRP à adopter le diagramme de recharge le moins lissé. En effet, un tel comportement générera des congestions locales que le GRD sera tenu de résoudre en limitant les activations et de compenser pour celles-ci. Le BRP pourra ensuite lisser la recharge pour résoudre les problèmes de congestion et potentiellement bénéficier d'une rémunération supplémentaire pour ce faire. Le BRP est donc à la fois le problème et la solution, et gagne sur tous les plans. Un tel système de compensation est donc à **proscrire**.

#### 5.3.4.2. Probabilité qu'une congestion sur le réseau de Sibelga soit générée par la flexibilité activée pour les besoins globaux- Scénario 2

Considérons ce même scénario, mais en ajoutant que la technologie a évolué et permet désormais la décharge de la batterie sur le réseau de distribution. Ajoutons donc comme informations complémentaires :

- les km parcourus consomment quotidiennement en moyenne 20% de capacité de batterie des VE
- la technologie et les clients permettent que la batterie puisse être déchargée quotidiennement jusqu'à 20% de sa capacité en moyenne



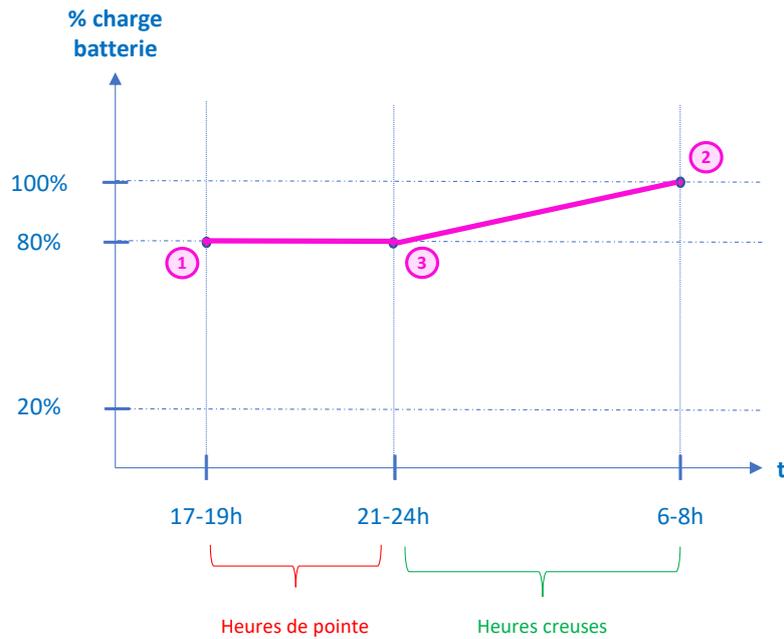


Figure 47: Cycle de recharge quotidien classique

- 1 Le client rentre à son domicile en début de soirée avec une batterie chargée à 80% en moyenne
- 2 Il souhaite une batterie totalement chargée lorsqu'il quitte son domicile le lendemain
- 3 Le BRP privilégiera une recharge en heures creuses et incitera (€) son client dans ce sens

Le réseau sera confronté à des cycles de recharge quotidiens de 20% des capacités des batteries en moyenne, planifiés en heures creuses.

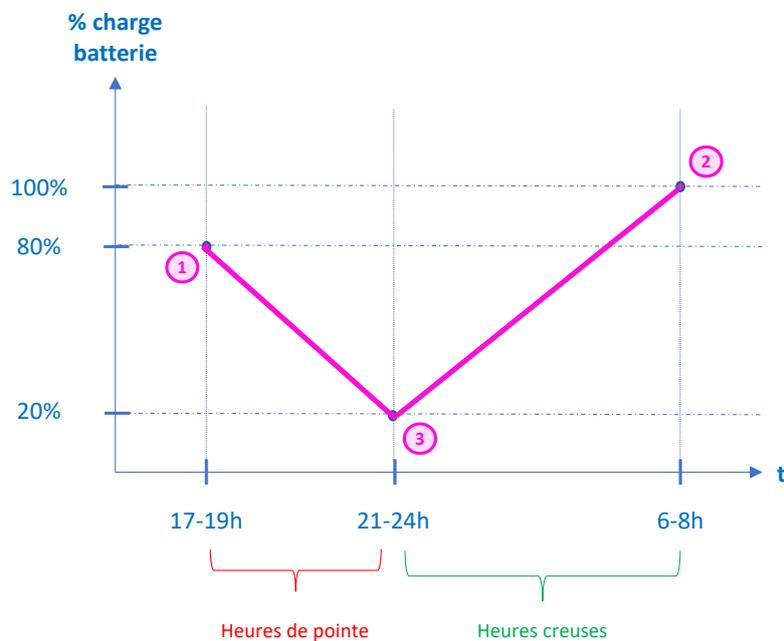


Figure 48: Cycle de recharge quotidien alternatif en V2G

- 1 Le client rentre à son domicile en début de soirée avec une batterie chargée à 80% en moyenne
- 2 Il souhaite une batterie totalement chargée lorsqu'il quitte son domicile le lendemain
- 3 Le BRP privilégiera une décharge maximale en heures de pointe puis une recharge en heures creuses





Le réseau sera confronté quotidiennement à des cycles de décharge de 60% des capacités des batteries en moyenne, planifiés en heures pleines suivis de cycles de recharge de 80% des capacités des batteries en moyenne, planifiés en heures creuses.

Le vehicle to grid constituera une opportunité majeure pour limiter le besoin quotidien de production back-up. Néanmoins, en l'absence de mécanisme complétant le marché de l'énergie, il est susceptible d'accroître de manière significative le risque de congestion sur les réseaux distribution. C'est le grand défi auquel seront confrontés les GRD urbains tels que Sibelga: Tout le monde s'accorde en effet pour dire que le vehicle to grid sera une réalité à l'horizon 2030.

Analysons à présent les impacts concrets de ceci sur un câble basse tension alimentant un quartier résidentiel dans le Cadre 2.



Cadre 2: Cas pratique d'un câble B.T alimentant un quartier résidentiel (pointe hivernale)

Considérons donc un câble B.T de puissance normale de 100 kVA sur lequel plusieurs véhicules électriques seraient raccordés. Nous avons vu en section 5.2.2 que le taux de charge moyen actuel était relativement faible mais pouvait monter à l'une ou l'autre occasion jusqu'à 80%. L'hypothèse est donc réalisée ici que ce câble B.T va observer une pointe de 80% en début de soirée. Dans l'exemple, on définit la réserve du câble pour la recharge à domicile comme étant le delta restant entre le taux de charge du câble et sa capacité maximale. Cette réserve est ici de 700 kWh entre 17h et 8h le lendemain matin.

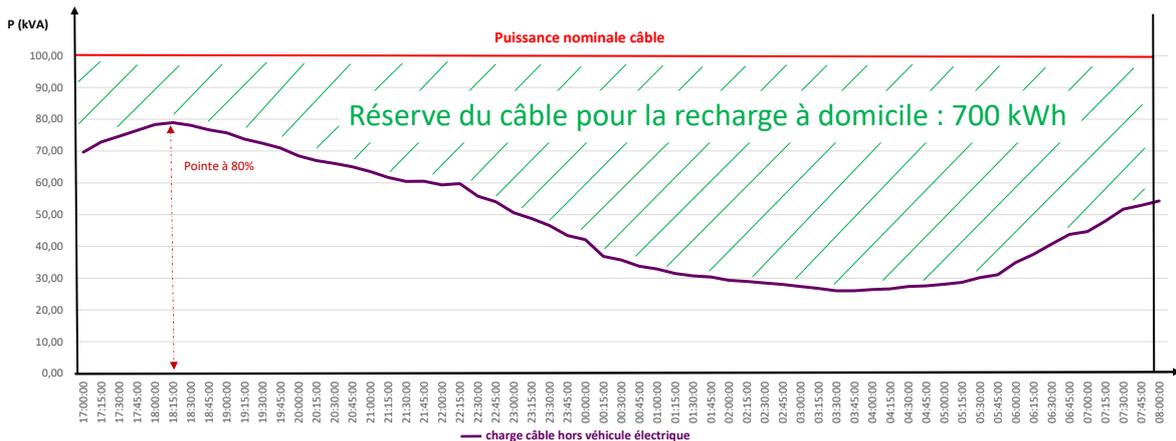


Figure 49: Capacité restante du câble entre 17h et 8h

Si l'on ne considère la capacité de recharge qu'en heures creuses (en excluant donc la pointe de 80% observée), il ne reste que 520 kWh entre 22h et 7h.

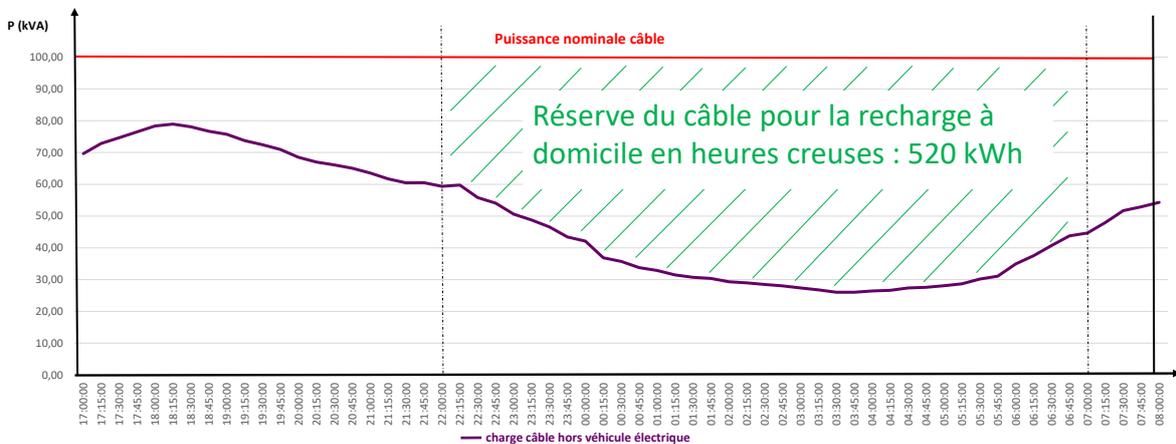


Figure 50: Capacité restante de 22h à 7h

Ajoutons donc un parc de 20 véhicules électriques à ce profil. Ils sont raccordés la nuit pour recharger leur batterie (d'une capacité de 60 kWh, dont seuls 12 kWh ont été consommés en journée pour les déplacements).



Les détenteurs de ces véhicules souhaitent retrouver un véhicule complètement rechargé le lendemain matin. Dès lors, une recharge lissée de 2kW par véhicule de 0h à 6h est programmée, soit une énergie de recharge inférieure à 300 kWh, tel qu'illustré ci-dessous.

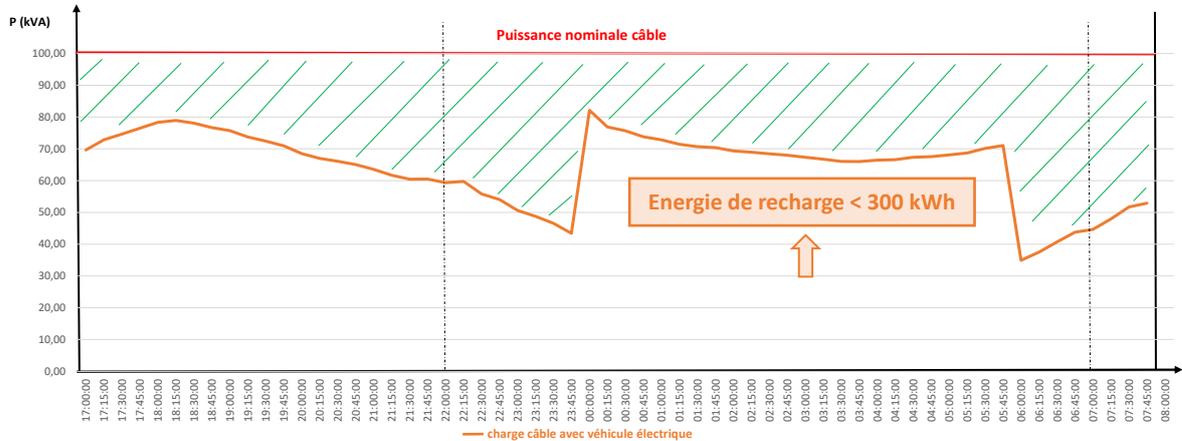


Figure 51: Profil de consommation intégrant la recharge des véhicules électriques en heures creuses

On observe que la réserve du câble reste significative, malgré l'ajout de cette charge supplémentaire et malgré une pointe à 80% de sa capacité. Cependant, si la capacité de câble reste suffisante, il convient de réaliser une vérification analogue sur les niveaux amont du réseau.

Sous l'angle d'un fonctionnement en **vehicle to grid** et conservant les hypothèses présentées ci-avant, on ajoute à présent que la volonté des BRP/FSP est de décharger au maximum la batterie des véhicules en soirée puis de la recharger la nuit. Nous avons donc une capacité de décharge du câble de 350 kWh en début de soirée (heures pleines) et une capacité de recharge de 520 kWh en heures creuses

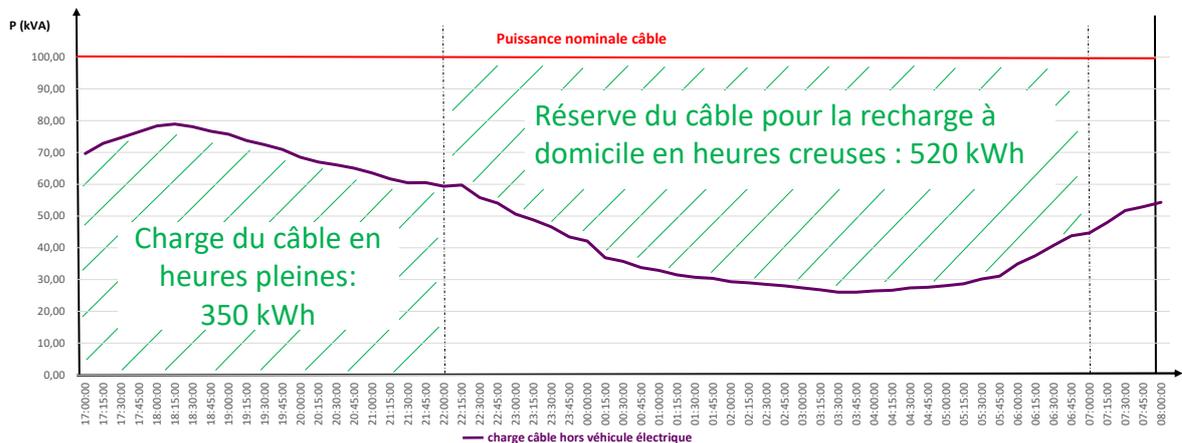


Figure 52: Capacités de charge et de décharge du câble en V2G

Le souhait des BRP/FSP est ainsi d'adopter une décharge de 36 kWh de la batterie de chaque véhicule, soit un total de 720 kWh en heures pleines, et ensuite une recharge jusqu'à pleine capacité des batteries de 48 kWh, soit un total de 920 kWh 960 ?en heures creuses. On comprend d'emblée que le souhait des BRP/FSP va **saturer** le câble.





Appréhendons à présent un tel scénario à grande échelle, mais sous l'angle de l'optimum global sociétal discuté en section 5.1.

Les propriétaires de véhicules électriques souhaiteront le plus souvent une recharge complète de leur batterie pour le lendemain matin. Nous avons pu mettre en évidence que les réseaux de distribution, même fort chargés, permettent d'atteindre cet objectif pour les besoins « normaux » de recharge du véhicule, c'est-à-dire sans décharge supplémentaire au préalable.

Ensuite, nous avons vu en section 5.3.3 que le marché incitera les acteurs à soulager la zone de réglage en période de pénurie de production. Pour ce faire, le véhicule to grid constituera à terme un moyen très intéressant à cet égard. Les moments de pénurie surviendront le plus souvent dans la tranche 17h-20h, ou bien dans la tranche 7h-10h. Pour la première tranche, la décharge à domicile se prêtera utilement au soulagement de la zone de réglage, et pour la deuxième, c'est la décharge sur le lieu de travail qui s'y prêtera.

Néanmoins, les réseaux de distribution ne pourront pas toujours accueillir une décharge maximale à laquelle succéderait une recharge accélérée des batteries des véhicules électriques. L'optimum global voudrait donc que l'on organise une décharge maximale en période de pénurie mais qui soit **compatible** avec les contraintes du réseau.

Tout ceci constitue un changement complet de paradigme à l'horizon 10 ans. Or, 10 ans, à l'échelle d'un réseau dont les délais d'amortissement sont de 50 ans, c'est demain. Dès lors, le réseau devra tôt ou tard être appréhendé comme une « batterie agrégée » accueillant un nombre croissant de micro-batteries. La capacité totale de ces micro-batteries tendra donc à excéder celle de la batterie agrégée de la zone locale. Il faudra donc gérer ces limitations de capacité en toute transparence, de manière objective mais surtout non-discriminatoire.



#### 5.4. Modalités de limitation de l'activation de la flexibilité par le GRD

Nous avons donc mis clairement en évidence que :

- la mise en œuvre d'un marché local de flexibilité n'est pas pertinente à Bruxelles et, plus généralement, dans les réseaux urbains à moindre pénétration relative de la production décentralisée
- le potentiel flexible à échelle locale augmentera significativement avec l'arrivée du véhicule électrique et du chauffage électrique
- ce potentiel doit pouvoir participer à des services de flexibilité globaux (niveau « zone de réglage »)
- la compensation systématique des limitations d'activation par le GRD génère mécaniquement un effet d'aubaine pour les acteurs de la flexibilité (BRP/FSP)
- le réseau de Sibelga, quoique largement dimensionné, va tout de même devoir s'adapter rapidement pour faire face aux évolutions attendues

Sur ces bases, il est à présent possible d'établir les modalités objectives, transparentes et non discriminatoires de limitation d'activation..

##### 5.4.1. Objectives

Les principaux messages et recommandations quant aux modalités objectives sont formulés en 7 points majeurs :

1. Une situation de congestion sur le réseau de distribution constitue une condition nécessaire et suffisante pour limiter voire empêcher une activation de flexibilité au bénéfice de la zone de réglage.
2. Le modèle de marché de flexibilité à mettre en place (cfr Lot 1) doit inciter les FSP à adopter un comportement vertueux; il ne devrait en toute hypothèse pas intégrer de prime à la génération de congestions locales. Un **éventuel** système de compensation doit impérativement être subordonné à ce principe.
3. La flexibilité explicite, notamment les services de réserve, ne souffrira jamais d'un déficit d'offre : les besoins n'excéderont jamais ce que les seuls utilisateurs du réseau du transport et les gros utilisateurs des réseaux moyenne tension mettent déjà aujourd'hui à disposition. En outre, en cas de contrainte locale **objectivée**, il sera toujours possible de recourir à la flexibilité dans d'autres zones non congestionnées pour fournir le service; une compensation n'est dès lors pas opportune
4. Sibelga exploite un réseau urbain largement dimensionné et n'a dans ce contexte aucune raison objective de brider des activations « up » (consistant à réduire la consommation ou accroître la production), soit les activations les plus critiques pour le système (pénuries)! Ceci ne vise pas les réinjections des unités de stockage, y compris le *vehicle to grid*, qui devront faire l'objet d'un traitement particulier
5. Sibelga pourrait à l'inverse être confronté à des congestions suite à des activations « down » (consistant à accroître la consommation ou à réduire la production, singulièrement durant les périodes où l'énergie renouvelables est (sur)abondante. L'impact d'une limitation d'activation dans un tel scénario est plus bénin pour le système: il faudra éventuellement limiter la production, dans une période de prix faibles voire négatifs Si de tels signaux devaient occasionner des contraintes locales, une quelconque forme de compensation en cas de limitation n'aurait aucune justification rationnelle.
6. L'absence totale de compensation préconisée en cas de contrainte locale **objectivée** doit être équilibrée par des obligations à charge du GRD, à savoir (1) des actions de limitation réalisées en toute transparence et de manière non discriminatoire, et (2) une révision des critères de renforcement au regard des nouveaux usages (véhicules électriques principalement, mais aussi chauffage électrique)



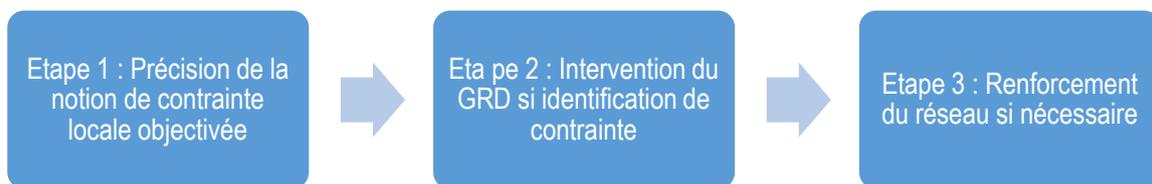
7. L'essor attendu du véhicule électrique à l'horizon 5 ans et, surtout, la possibilité technique de décharger la batterie dans le réseau à l'horizon 10 ans vont certainement changer fondamentalement la donne. En effet, le potentiel de flexibilité sera démultiplié et ce potentiel pourra servir à limiter des problèmes d'adéquation mais dans le respect des contraintes du réseau. Un changement complet de paradigme où la réserve de capacité du réseau constituera une « batterie agrégée » à exploiter de manière efficiente au bénéfice du système électrique est donc attendu.

#### 5.4.2. Transparentes et non-discriminatoires

Les modalités transparentes et non-discriminatoires doivent être établies sur base de contraintes locales objectivées. Ceci rejoint le 6<sup>e</sup> point présenté en section 5.4.1.

En cas de contrainte locale objectivée, obligations à charge du GRD

3 étapes :



#### Etape 1- Contrainte locale objectivée :

##### 1- Dispositifs flexibles connus du GRD

Afin de pouvoir identifier une contrainte locale objectivée, il est avant tout nécessaire que le GRD ait connaissance des différents dispositifs flexibles raccordés sur son réseau. Ces dispositifs doivent être identifiés en termes de type, de localisation ou encore bien entendu de capacité.

A l'heure actuelle, ceci est déjà d'application pour les produits de flexibilité explicite. En revanche, il n'existe pas de cadre pour la flexibilité implicite. Dès lors, nous recommandons, pour pallier cela, de réaliser un focus limité aux usages les plus contraignants, à savoir :

- le véhicule électrique, pour lequel l'ordonnance prévoit déjà un cadre
- le chauffage électrique/ pompes à chaleur, connu by design au niveau du bâti neuf équipé de la sorte, et pour lequel un renforcement est généralement nécessaire pour le bâti existant
- L'installation de stockage stationnaire, au-delà d'une capacité seuil à définir ( xkWh)

L'ordonnance prévoit en outre que les clients possédant de tels équipements soient équipés en priorité de compteurs intelligents.

##### 2- Existence d'une base législative et réglementaire

Les contraintes sont formalisées au niveau de plusieurs documents :

- Norme EN50160 sur la qualité de la tension, qui relève du niveau européen
- Le livre 3 du RGIE, qui relève du niveau fédéral
- Les dispositions Synergrid, également relevant du fédéral et régional
- Etc





Dès lors, notre recommandation est de vulgariser autant que possible ce contenu à destination des clients potentiellement flexibles, mais également de viser une certaine cohérence fédérale. Celle-ci pourrait dès lors être à charge de Synergrid. Ces recommandations sont formulées dans une volonté de transparence et de pédagogie envers les clients.

### 3- Applicabilité de cette base

Cette base est législative et réglementaire est applicable, en tenant compte des paramètres clé des composants du réseau. En effet, les fournisseurs des composants du réseau sont tenus de communiquer leurs paramètres clé, à savoir :

- les courants nominaux / les puissances nominales
- le cas échéant, les tolérances en régime cyclique
- le cas échéant, les tolérances en régime de flux inversés
- autres

Sibelga dispose dès aujourd'hui d'une base de données « assets réseau », en lien avec son GIS, quasi exhaustive.

### 4- Evaluation des réserves « up » et « down » des composants du réseau

L'évaluation des réserves « up » et « down » des composants du réseau impactés par les unités flexibles doit être réalisée par le GRD. Cette évaluation se fait au niveau de la mesure, mais également au niveau du diagnostic.

Au niveau de la mesure, la réserve est évaluable en moyenne tension grâce aux systèmes de télémesures d'intensité/de charges, qui sont généralisés. En outre, on n'observe à l'heure actuelle pas de problèmes de sur- ou sous-tension. En revanche, en basse tension, il n'y a pas de mesure de tension en réseau. Seules de mesures de charges manuelles sont réalisées tous les 3 à 5 ans.

Au niveau du diagnostic, rien n'est automatisé, la procédure est complètement manuelle. Si à l'heure actuelle cela ne pose pas de problèmes (moins de 100 clients concernés, exclusivement en M.T., sont officiellement flexibles), le statu quo est inenvisageable si la volonté est de concrétiser le potentiel de flexibilité offert notamment par le véhicule électrique. Dès lors, l'automatisation des diagnostics est indispensable. Ensuite, il est à noter que la connaissance du lien client-réseau est un prérequis. Ce lien est fiable à +/-100% en M.T., mais à seulement 83% en B.T. Cela veut donc dire que Sibelga ne peut pas toujours identifier les composants du réseau qui sont impactés par un dispositif flexible d'un client B.T.

Nous recommandons donc au niveau de la mesure de tout d'abord accélérer la télémesure des 3.000 cabines du réseau Sibelga, en priorisant les situations à fort taux de charge et/ou à fort taux d'unités flexibles identifiées en aval.

Au niveau du diagnostic, nous recommandons une complétion du lien client-réseau au plus tôt, ainsi que l'implémentation d'une roadmap « distribution management system », dont le calendrier anticiperait celui du changement de paradigme identifié précédemment.



## 5- Intégration des caractéristiques du dispositif et du produit de flexibilité

Finalement, afin de pouvoir objectiver une contrainte locale, il est indispensable que le GRD tienne compte des caractéristiques des dispositifs flexibles d'une part, ainsi que des produits de flexibilité d'autre part.

Les **dispositifs** sont caractérisés par plusieurs paramètres :

- Type (VE, chauffage, HVAC, groupe secours,...)
- Niveau de raccordement et capacité
- Durée potentielle d'activation
- Effet rebond? Si oui, sous quelle forme ?

Les volumes étant encore très limités aujourd'hui, en tenir compte n'est pas problématique. Cependant, tout reste à faire en matière de collecte de données.

Les **produits** présentent également une série de paramètres clés :

- Eligibilité : tout dispositif de flexibilité ou...
- Disponibilité exigée: 100% du temps ou...
- Direction: « up » / « down » / « up et down »
- Cycles d'activation: ramp-up, durée, fréquence,...

La collecte de ces informations ne pose pas de problème aujourd'hui car les GRD ne traitent que celles relatives aux services de flexibilité explicites. Mais rien n'est défini pour la flexibilité implicite, pas même l'exigence d'un minimum d'information (ex : existence d'un contrat de tarification dynamique) .

Pour les dispositifs, nous recommandons donc tout d'abord que le cadre prévoie une obligation d'informer le GRD en cas de dispositifs flexibles (voir point 1 supra) raccordés sur son réseau. Ceci vient en prérequis à une incitation du GRD à la mise en place d'un processus efficient de collecte de données. Enfin, il y a lieu d'analyser les comportements des premiers dispositifs flexibles chez les clients dans une logique d'apprentissage continu. Ceci sera surtout nécessaire pour la flexibilité implicite et le comportement observé pourrait différer selon le FSP/BRP.

Pour les produits, des informations claires et complètes sont déjà disponibles pour la flexibilité explicite (notamment pour les balancing services d'Elia). Pour la flexibilité implicite, le GRD devrait idéalement être informé des contrats à tarification dynamique ainsi que des charges pilotées par un FSP/BRP. Cela soulève cependant la question du droit à la vie privée et de la sensibilité des informations commerciales. Une autre piste consisterait donc pour le GRD à analyser systématiquement (au moins dans les zones congestionnées) les courbes quart-horaires grâce à de l'intelligence artificielle pour détecter les utilisations critiques, sachant que la lecture de courbes 1/4h pose également des questions du droit à la vie privée.

## 6- Synthèse

Sur base des recommandations décrites ci-avant, le GRD peut anticiper une contrainte locale de manière objective. Néanmoins, pour y arriver, le GRD doit accomplir pas mal de tâches d'ampleur avant de pouvoir gérer de façon objective et à grande échelle les activations de flexibilité sur son réseau, notamment sur la basse tension.

Toutes ces tâches devraient être menées à bien avant l'essor du véhicule électrique en Région de Bruxelles-Capitale et surtout avant l'essor du vehicle to grid.



## Etape 2-Intervention si contrainte anticipée

Pour cette deuxième étape, les situations actuelles et à venir seront analysées.

### 1. Formalisation du constat de risque de contrainte

Aujourd'hui, la formalisation de risque de contrainte locale lié aux dispositifs flexibles se fait de manière relativement aisée grâce aux NFS (network flexibility studies). En effet, les volumes étant très limités, un traitement manuel suffit. Les charges concernent en outre des zones précises, avec une charge par zone à analyser. De plus, il s'agit uniquement de flexibilité explicite, dont les produits sont fixés. La disponibilité totale sur une période est de plus imposée, ce qui implique qu'une connaissance du scénario le plus défavorable pour le réseau est suffisante. Ainsi, il est possible de statuer pour chaque dispositif flexible pour la période considérée s'il représente une contrainte ou non pour le réseau.

Demain, la situation devrait s'avérer bien plus complexe. Une augmentation des volumes flexibles en basse tension est attendue, ce qui rendra l'automatisation du traitement incontournable. Si auparavant on ne trouvait qu'une charge par zone, on peut s'attendre à un accroissement du nombre pour chacune. En outre, la flexibilité implicite va également s'ajouter à cela, avec un comportement y relatif non déterminé. Concernant cette flexibilité implicite, une approche stochastique serait alors à privilégier : quel niveau de réaction sur telle portion de réseau et avec tel FSP/BRP suite à un signal donné. Et cette information doit être mise en balance avec la réserve disponible up/down à tel moment sur telle zone du réseau.

### 2. Communication envers les parties impactées

Pour pouvoir intervenir, le GRD doit avant tout communiquer le constat de contrainte aux parties impactées, à savoir l'URD, le FSP ou encore le BRP.

Aujourd'hui, cette communication est aisée grâce au NFS et aux volumes concernés limités. En effet, une communication manuelle aux parties impactées suffit. Concernant la disponibilité totale sur une période, une communication ponctuelle avant le début de la période « OK/NOK en activation up/down » est également suffisante.

Demain, l'augmentation des volumes y compris en B.T. va rendre une communication automatisée indispensable. Le modèle MIG 6 sera implémenté d'ici là mais uniquement pour le B2B. Dès lors se pose la question de la communication envers les clients/URD « flexibles ». Avec l'évolution du nombre de clients et de comportements implicites/non déterminés dans le temps, une communication très régulière sera nécessaire. Il faudrait donc idéalement communiquer, pour chaque zone du réseau, les limitations up et down nécessaires à son bon fonctionnement et les tranches horaires concernées.

### 3. Proposition d'une alternative limitée/interdiction d'activation

Aujourd'hui, si un constat de contrainte locale menant à une situation locale critique est constaté, il y a interdiction d'activation.

Demain, la façon de fonctionner sera potentiellement bien plus complexe. En effet, le GRD ne pourra plus gérer les contraintes de manière binaire, il devra moduler. La fonction de modulation devra évoluer en fonction des flux d'énergie observés ainsi que de la croissance du nombre de dispositifs flexibles. La logique de « partage du gâteau » devrait en principe prévaloir sur la logique « premier arrivé, premier servi », sachant que cette décision relève du politique. Et il faudra communiquer clairement à toutes les parties impactées les limites d'activation à respecter en fonction des tranches horaires.



#### 4. Modification du comportement des acteurs

Afin d'éviter toute concrétisation de problème local identifié, le GRD doit impérativement s'assurer que les acteurs modifient effectivement leur comportement sur demande. Aujourd'hui, cela se fait de manière élémentaire. En effet, avec les produits de flexibilité explicites, une NFS négative implique que le client ne peut pas conclure de contrat avec le FSP et il n'a donc aucun avantage économique à s'activer. Au contraire, le client étant exclusivement raccordé en M.T., la tarification kW va l'en dissuader. En outre, le GRD peut aisément assurer un suivi presque en temps réel de l'état de charge des composants réseau M.T.

Demain, cette vérification sera potentiellement bien plus complexe. En effet, sans garde-fou (devoirs/obligations/sanctions), le client et l'intermédiaire BRP/FSP pourraient avoir un avantage économique à outrepasser les limites d'activation fixées par le GRD. ...dans un contexte où ce GRD ne dispose pas de fonctionnalités *smart grid* sur le réseau B.T. Il faudrait idéalement combiner deux approches. Une première top-down qui suit presque en temps réel l'état de charge des composants du réseau impactés (ce qui suppose a minima l'implémentation de cabines smart et d'un *distribution management system*), et une seconde approche bottom-up qui analyse systématiquement les courbes quart-horaires des clients flexibles pour détecter les comportements déviants.

#### 5. Intervention physique du GRD si nécessaire

Finalement, en dernier ressort, le GRD doit intervenir physiquement sur le réseau si cela s'avère nécessaire. Aujourd'hui, une intervention physique ne sera en principe jamais nécessaire compte tenu de l'absence totale d'incitant aux comportements déviants. De plus, le GRD dispose déjà aujourd'hui des moyens (télémesures, alarmes) de s'assurer en temps et en heure de l'imminence de congestions. Au pire, les réseaux M.T. étant protégés contre les surcharges, le composant du réseau congestionné serait mis hors service.

Demain, à nouveau, une intervention sera potentiellement bien plus complexe. Le réseau B.T. Sibelga est urbain et principalement de type « court » et les composants du réseau B.T. ne sont, sauf exception, pas protégés contre les surcharges (protection par fusibles). Cela implique qu'il y a danger pour la sécurité des composants en cas de congestion. La seule alternative serait donc de limiter physiquement (via le compteur intelligent) la capacité des dispositifs flexibles ou, à défaut, de l'alimentation générale des clients flexibles, ce qui soulèvera beaucoup de questions d'ordre social.

#### 6. Synthèse

On obtient donc 5 sous-étapes permettant si nécessaire une intervention du GRD si une contrainte locale est anticipée :

- 1) Le GRD doit formaliser le constat de (risque de) contrainte locale lié aux dispositifs flexibles
- 2) Le GRD doit communiquer le constat aux parties impactées (URD, FSP, BRP)
- 3) Le GRD doit proposer une activation alternative limitée, voire une interdiction d'activation
- 4) Le GRD doit s'assurer de la modification du comportement des acteurs
- 5) En dernier ressort, le GRD doit intervenir physiquement sur le réseau si nécessaire

Pour y arriver, il sera nécessaire de concilier les logiques « réseau » et « marché », ce qui constitue un défi majeur pour le GRD au niveau culturel et IT. Les « devoirs » 1, 2, 3 et 5 permettront au GRD de satisfaire aux





exigences de transparence ; les « devoirs » 3 et 5 devront être réalisés dans le respect des critères de non-discrimination, encore à fixer par le législateur (la logique commanderait notamment, en cas de congestion locale, de privilégier les usages vitaux par rapport aux usages flexibles, mais rien n'est défini aujourd'hui).

Dès lors, on comprend que le GRD doit accomplir pas mal de tâches d'ampleur avant de pouvoir gérer de façon transparente et non discriminatoire les activations de flexibilité sur son réseau basse tension. Toutes ces tâches devraient être menées à bien avant l'essor du véhicule électrique en Région de Bruxelles-Capitale et surtout avant l'essor du *vehicle to grid*.

### Étape 3 : Renforcement du réseau si nécessaire

Afin de pouvoir limiter les limitations d'activation, il est nécessaire que le GRD soit incité à renforcer son réseau lorsque cela est pertinent. Ainsi, il faut repenser les critères de renforcement dans le nouveau contexte de transition énergétique.

Nous avons vu précédemment que Sibelga dispose d'une réserve de capacité suffisante sur son réseau et peut donc « voir venir ». Dès lors, la politique d'investissement actuelle de Sibelga peut perdurer sous réserve de trois évolutions impactantes de l'usage de réseaux à adresser :

- Augmentation des productions décentralisées (PV, cogénération de qualité)
- Augmentation du nombre de véhicules électriques
- Pénétration du chauffage électrique/PAC

Une quatrième évolution, qui n'est pas un usage en tant que tel mais plutôt une opportunité économique de soulager le système électrique, est également à prendre en compte : le dispositif de stockage stationnaire.

Des recommandations sont formulées pour chacun de ces usages ci-après.

#### 1. Prise en compte de la production décentralisée

Pour rappel, les spécificités de la Région bruxelloise en la matière sont les suivantes:

- (quasi) pas d'éoliennes
- Cogénérations de qualité basées sur les besoins de chaleur, dans un contexte d'électrification attendue du chauffage
- Faible pénétration relative du photovoltaïque

Ces spécificités permettent à Sibelga d'adopter une politique volontariste, du moins à court terme. Cette politique doit se traduire selon nous au travers d'un principe qui est de tendre vers l'objectif « ne jamais brider les productions décentralisées en raison de congestions locales ». Il s'agit d'un objectif économiquement réaliste que nous recommandons jusqu'à nouvel ordre.

Dès lors, il conviendra de monitorer l'évolution du PV, qui pourrait se concentrer dans certains quartiers, avec des risques de saturation (très) locale du réseau.

#### 2. Prise en compte du chauffage électrique

Au niveau du chauffage électrique, on peut réaliser plusieurs constats de départ :

- les quantités GWh de gaz distribuées par Sibelga valent, sur base annuelle 200% des quantités électricité et la pointe MW gaz vaut 500% de la pointe électricité



- le gaz est utilisé aujourd'hui quasi exclusivement pour le chauffage et l'ECS

Ceci implique qu'à efficacité énergétique inchangée, une conversion totale du chauffage/production d'ECS à l'électricité multiplierait par 3 la charge annuelle du réseau et par 6 sa pointe.

Or, le chauffage constitue un usage de première nécessité. Cela implique que le brider n'est pas une option et qu'une électrification totale de celui-ci constituerait un défi majeur pour le réseau de Sibelga.

Outre ce problème, la consommation électrique sera plus que proportionnelle aux degrés-jours (cfr  $\eta$  des PAC) et elle sera intrinsèquement synchrone. La pointe hivernale pourrait donc s'avérer critique, et ce d'autant plus sur les niveaux amonts du réseau pour lesquels la réserve de capacité est relativement plus faible. Si l'on observe un scénario de référence considérant un épisode sibérien, c'est-à-dire des températures très faibles, sans vent et avec du brouillard, d'une durée typique de l'ordre de la semaine, la charge en pointe pourrait rapidement devenir intolérable et les services de flexibilité, par essence transitoires, ne pourront pas remédier aux problèmes de saturation du réseau.

**Ainsi, le problème du chauffage électrique pour le réseau sera moins un problème de flexibilité qu'un problème de charge d'usage à la pointe.** Pour y faire face, nous formulons plusieurs recommandations sociétales :

- ✓ Pas de conversion sans isolation préalable
- ✓ Maximiser le recours aux PAC; limiter l'accumulation
- ✓ Ne pas enterrer le (bio)gaz a priori ; raisonner « chauffage hybride »
- ✓ Etendre le concept LOLE pour traiter les situations de congestion en plus des problèmes d'adéquation

### 3. Prise en compte du véhicule électrique

Pour le véhicule électrique, les constats de départ sont les suivants :

- il y a de l'ordre de 500.000 véhicules en RBC, auxquels s'ajoutent 200.000 véhicules navetteurs
- sur base de 15.000km/an en moyenne, cela fait moins de 3000 kWh/an de besoins de recharge en moyenne

Cela signifie qu'une conversion totale des véhicules à l'électricité n'accroîtrait la charge globale du réseau que de 40% pour le seul usage de la recharge. De plus, la tendance à ce niveau est plutôt à la baisse grâce à l'encouragement de la mobilité douce/collective et à la percée du télétravail imposée par le covid. Cela signifie donc que l'usage de la recharge ne sera pas fondamentalement critique pour le réseau de Sibelga.

Dès lors, la nature des problèmes liés sera sensiblement différente de celle du chauffage électrique. Le pilotage aisé de la recharge incitera à la réaliser durant les heures à prix spot journalier minimal, et ce au profit de la zone de réglage. Dès lors, on peut s'attendre, comme explicité en section 5.3, à un phénomène de gaming en cas de compensation en parallèle au développement du véhicule to grid à l'horizon 2030. C'est la flexibilité de la (dé/re)charge, guidée par des intérêts divergents de ceux du système électrique local, qui sera source de problème. Un optimum est donc à trouver dans la gestion des contraintes du système global versus celles du système local.





Dès lors, nous proposons plusieurs recommandations sociétales :

- ✓ En cas de congestion locale, les usages classiques doivent être prioritaires par rapport à la flexibilité, en prêtant une attention particulière à la clientèle vulnérable ou non connectée
- ✓ En cas de divergences entre systèmes électriques local et global, c'est toujours le système local qui doit être privilégié.
- ✓ Seul l'**usage premier de la recharge** des véhicules électriques, c'est-à-dire la satisfaction des besoins de mobilité, doit être pris en compte dans le dimensionnement du réseau.
- ✓ Le signal de renforcement d'un composant du réseau devrait découler d'un critère de « confort de l'usage de la recharge » qui ne serait plus respecté.

Remarque : une telle logique entraînera de facto une **discrimination objective** pour les clients situés dans zones plus proches de la saturation: le potentiel de flexibilité de leurs VE ne pourra être exploité que dans une moindre mesure.

#### 4. Stockage stationnaire (flux bidirectionnels)

La raison d'être d'un dispositif de stockage stationnaire est de soulager ou d'optimiser le système électrique. Mais de quel système exactement parle-t-on ? Trois possibilités sont à envisager :

- Le système très local, située derrière le compteur d'un client, qui a donc pour objectif de maximiser l'autoconsommation des prosumers
- Le système local à l'échelle du quartier, qui vise dès lors à stocker temporairement les excédents de productions locales (typiquement du PV à Bruxelles) et à les restituer ultérieurement (en soirée probablement)
- Le système global ou la zone de réglage, en participant aux services auxiliaires, au CRM ou encore à des produits de tarification dynamique

Dès lors, afin de gérer ces dispositifs, nous préconisons une logique similaire à celle des batteries de véhicules électriques :

- ✓ Maximiser l'autoconsommation derrière le compteur ou localement au sein d'une communauté de quartier doit toujours être encouragé.
- ✓ En cas de congestion locale, l'utilisation d'un dispositif de stockage stationnaire local ne peut être envisagée que pour soulager la zone congestionnée.
- ✓ La capacité des dispositifs de stockage locaux ne doit pas influencer sur le dimensionnement du réseau.



## 5. Synthèse

La prise en compte des équipements flexibles permet l'établissement de nouveaux critères de renforcement du réseau. Nos recommandations se synthétisent de la manière suivante :

- ✓ **Production décentralisée:** statu quo + surveillance des quelques situations critiques
- ✓ **Chauffage électrique:** renforcements indispensables, mais à minimiser par l'efficacité énergétique + étendre la logique LOLE aux congestions
- ✓ **Véhicule électrique:** ne tenir compte que des besoins effectifs de recharge et du « confort »
- ✓ **Stockage stationnaire:** ne pas en tenir compte dans le dimensionnement + brider si congestion

La prise en compte des recommandations nécessiterait des adaptations légales et réglementaires et l'intégration des nouveaux usages aura un impact sur le plan d'investissement de Sibelga, lequel devrait accorder un plus large focus à l'intégration de fonctionnalités *smart grid*.

### 5.4.3. Recommandations quant aux modalités de limitation d'activation

#### Rappel du contexte

Rappelons avant toute chose l'intérêt sociétal à développer un **marché de flexibilité global** (donc au niveau de la zone de réglage) pour les clients des réseaux de distribution. A l'heure actuelle, l'intérêt réside principalement dans l'utilisation de cette flexibilité pour réduire les coûts de l'équilibrage résiduel grâce à un accroissement de l'offre. Il s'agit de flexibilité explicite avec obligation de résultat et l'équilibrage du réseau constitue une solution de dernier ressort. A l'avenir, l'utilisation de la flexibilité pourra servir deux autres objectifs : promouvoir l'intégration continue de nouvelles capacités d'énergie renouvelable intermittente et réduire les coûts de maintien de l'adéquation compte tenu de l'abandon du nucléaire dès 2025. Ces deux objectifs seront tributaires d'une logique incitative en amont (typiquement le prix spot) et nous parlons ici de flexibilité implicite, sans obligation de résultat dans le chef du client flexible.

Ensuite, en parallèle à cela, un accroissement très important de **l'offre de flexibilité** est attendu à l'horizon 2030. Cet accroissement se traduira notamment au travers de la généralisation du compteur intelligent, très certainement de l'essor du véhicule électrique, probablement de l'arrivée à maturité du *vehicle to grid*, mais encore éventuellement au travers d'un potentiel flexible des bâtiments chauffés à l'électricité et de l'intérêt économique du stockage stationnaire.

Enfin, nous avons posé les bases d'un certain questionnement sur l'opportunité de développer un **marché de flexibilité local** en marge du marché global. Nous avons mis en évidence plusieurs éléments nous permettant de statuer sur les risques importants que cela générerait. Tout d'abord, la liquidité d'un tel marché est bien plus faible voire même insuffisante comparée à celle du marché global existant. Ensuite, la coexistence de ces deux marchés risque de générer des signaux contradictoires entre eux, qui seraient dès lors source de confusion voire de frustration pour les acteurs. Finalement, la mise en œuvre d'un tel marché impliquerait la nécessité de développer autant de logiques « signaux-prix » qu'il y a de scénarios locaux distincts de contraintes réseaux (zone avec ou sans concentration de panneaux photovoltaïques, de chauffage électrique, de véhicules électriques, de batteries stationnaires,...).



## Principes directeurs

Dès lors, sur base de ces constats, nous proposons l'implémentation de 5 grands principes directeurs.

Le premier principe consiste à **ne pas imposer le développement d'un marché de flexibilité local**, mais de privilégier la définition d'un cadre permettant au GRD de fixer les limites d'activation de flexibilité au bénéfice du marché global si les circonstances locales du réseau le nécessitent. Nous estimons qu'un tel modèle serait en effet plus judicieux.

[un marché de flexibilité local pourrait bien évidemment être le sujet d'une expérience transitoire à échelle limitée dans le cadre fixé par l'ordonnance et c'est certainement souhaitable afin de pouvoir démontrer son inefficacité, ce dont nous sommes convaincus]

Le deuxième principe directeur est **d'éviter toute logique compensatoire** à charge du GRD et au bénéfice des acteurs de la flexibilité suite à une limitation d'activation en raison de contraintes locales. Nous avons démontré qu'une telle logique entraînerait inmanquablement un effet d'aubaine pour ces acteurs, lesquels verront une valeur ajoutée à générer des congestions. L'objectif de ce principe est donc de prévenir les comportements déviants ou de gaming.

Le troisième principe intègre la nécessité d'évolution du rôle et des responsabilités du GRD. En effet, la possibilité ou le droit laissé au GRD de limiter les activations de flexibilité sans devoir compenser les acteurs impactés doivent nécessairement être équilibrés par de nouvelles responsabilités ou devoirs. Le troisième principe voit donc une exigence **d'objectivation des contraintes locales**, fondée sur des mesures précises des flux instantanés d'énergie.

Sur cette base, le quatrième principe propose l'élaboration d'une **nouvelle politique de renforcement des réseaux**, respectueuse des usages classiques de l'électricité.

En pratique, l'objectivation des contraintes locales exige que Sibelga se dote en temps utile d'outils « smart grid ». Ces outils permettront de communiquer en totale transparence et en continu l'état de charge du réseau. Selon nous, une logique de « traffic lights » devra être mise en place pour informer les parties impactées :

- Zone **verte** : réseau exempt de contraintes → la flexibilité ne sera pas bridée
- Zone **orange** : réseau susceptible d'être sous contrainte, mais les besoins d'usages classiques pourront être correctement remplis → la flexibilité pourrait être bridée
- Zone **rouge** : réseau sous contrainte, même pour les seuls usages classiques; la décision de renforcement est prise → la flexibilité sera fort probablement bridée

Avant de pouvoir brider ou moduler les activations de flexibilité, il est donc nécessaire que Sibelga fixe et soumette à Brugel des **modalités de bridage transparentes et non-discriminatoires** entre les différents acteurs impactés. Ceci constitue le cinquième principe directeur.

## Spécificités bruxelloises

Ces cinq principes doivent être mis en œuvre tenant compte des spécificités bruxelloises discutées dans les sections 5.2 et 5.3. Rappelons tout de même qu'il s'agit d'un **environnement urbain** caractérisé par une faible pénétration du renouvelable intermittent comparé à la Flandre et à la Wallonie. Malgré une hausse attendue dans les prochaines années, cette tendance perdurera. Ensuite, gardons également à l'esprit que le risque de signaux contradictoires « zone globale courte versus zone(s) locale(s) longue(s) » est tout-à-fait négligeable (voir démonstration en section 5.3.3). Nous ajoutons à cela que les réseaux basse tension sont





le plus souvent de type court (i.e. les congestions résultent d'abord de constats de surintensités) et occasionnent par conséquent un traitement des congestions locales plus complexe. Il s'agit là d'un impact potentiellement majeur pour Sibelga.

Le **dimensionnement des réseaux** est souvent tel que la réserve de capacité est le plus souvent importante à très importante à l'heure actuelle. Celui de Sibelga ne déroge pas à cela ce qui implique qu'il peut donc voir venir et se préparer en temps utile aux défis à venir.

Enfin, la très **faible pénétration actuelle du chauffage électrique couplée au réseau de gaz omniprésent** rend une conversion généralisée à l'électricité complexe à gérer pour le réseau au vu des contraintes que cela induirait. Dès lors, le chauffage au (bio)gaz ne doit pas être banni a priori, d'autant plus que le décommissionnement prochain des centrales nucléaires se fera au profit principalement de centrales TGV.

## 5.5. Régime d'indemnisation

Comme résumé en introduction de la section 5.3, la mise en place d'un marché local de flexibilité en Région bruxelloise n'est pas pertinente et toute logique de compensation systématique créera d'emblée un effet d'aubaine pour les BRP/FSP. Ceci étant, nous identifions malgré tout trois cas pour lesquels une logique d'indemnisation se justifierait, tout en découlant des principes directeurs exposés ci-avant.

Le premier cas survient lorsque le constat de contrainte n'a pas été valablement objectivé. Un tel cas sera lié à l'absence de fonctionnalités smart grid (mesures des flux locaux d'énergie en temps quasi réels) et donc à un recours à un principe de précaution trop conservateur.

Le deuxième cas serait résultant d'un renforcement trop tardif d'une zone rouge/fortement congestionnée par Sibelga. Dès lors, il semble nécessaire de fixer au préalable le délai maximal autorisé pour mener à bien un investissement de renforcement en vue de caractériser le côté tardif de l'action attendue. Néanmoins, la logique compensatoire aurait alors pour but de sanctionner l'incapacité du réseau à permettre les usages classiques de l'électricité plutôt que les activations de flexibilité.

Le troisième cas serait observé lorsque le bridage de la flexibilité ne respecte pas les critères de non-discrimination préalablement définis et validés.

### 5.5.1. Calendrier d'implémentation des principes directeurs

#### Contexte

Nous avons exposé en section 5.4.3 **cinq principes directeurs** ayant pour but l'encadrement de l'usage de flexibilités issues du réseau de distribution :

1. **Ne pas imposer le développement d'un marché de flexibilité local mais définir un cadre permettant au GRD de fixer les limites d'activation de flexibilité au bénéfice du marché global si les circonstances locales du réseau le nécessitent**

Remarque :

La Directive européenne 2019/944 précise en son article 32 :

*Les États membres fournissent le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne*





*la gestion de la congestion dans leurs zones, de manière à améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution. En particulier, le cadre réglementaire garantit que les gestionnaires de réseau de distribution peuvent acquérir de tels services de fournisseurs de production décentralisée, participation active de la demande ou stockage d'énergie et favorisent la prise de mesures d'efficacité énergétique lorsque ces services réduisent, avec un bon rapport coût-efficacité, la nécessité de moderniser ou de remplacer des capacités électriques et favorisent l'exploitation efficace et sûre du réseau de distribution. Les gestionnaires de réseau de distribution achètent ces services selon des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché, à moins que les autorités de régulation n'aient établi que l'achat de ces services n'est pas efficace sur le plan économique ou que cet achat risque d'entraîner de graves distorsions du marché ou une congestion plus importante.*

Le principe 1 n'est donc pas contradictoire avec la Directive pourvu que l'autorité de régulation établisse que l'achat de services de flexibilité par le GRD n'est pas efficace. Or nous avons argumenté qu'un marché de flexibilité locale (1) serait largement illiquide, (2) entraînerait de la confusion pour le marché dès que les signaux deviendraient contradictoires avec ceux du marché global et (3) inciterait les FSP à faire empirer la situation locale avant d'offrir leurs services de remédiation.

- 2. Toute logique de compensation, à charge du GRD et au bénéfice des acteurs de la flexibilité, suite à une limitation d'activation en raison de contraintes locales, entraînera inmanquablement un effet d'aubaine pour ces acteurs, lesquels verront une valeur ajoutée à générer des congestions! Une telle logique de compensation est donc à proscrire.**

Le deuxième principe, qui consacre le « droit » du GRD de limiter les activations de flexibilité sans devoir compenser les acteurs impactés, doit nécessairement être équilibré par de nouvelles responsabilités / « devoirs », condensés dans les trois prochains principes.

- 3. Le GRD n'est habilité à limiter des activations de flexibilité que dans la mesure où il objective la situation de contrainte locale sur la base de mesures précises de flux instantanés d'énergie**
- 4. Le GRD est tenu d'élaborer et de soumettre au régulateur une nouvelle politique de renforcement des réseaux, respectueuse des usages classiques de l'électricité**
- 5. Avant de pouvoir brider (i.e. moduler entre 0 et 100%) les activations de flexibilité, Sibelga doit fixer et soumettre à Brugel des modalités de bridage transparentes et non discriminatoires entre les différents acteurs impactés!**

## Calendrier

Lors des sessions d'information, nous avons vu que Sibelga disposait aujourd'hui d'un réseau électrique largement dimensionné et pouvait encore se permettre de voir venir.

Mais nous avons également vu qu'une électrification volontariste du chauffage mettrait rapidement le réseau sous contrainte. De même le potentiel de flexibilité qui serait offert par les batteries de véhicules électriques lors d'une décharge dans le réseau pourrait très rapidement modifier l'intensité des régimes de flux sur le réseau.

Nous avons précisé qu'un horizon réaliste pour ce changement de paradigme de gestion du réseau électrique est 2030.





Cela signifie concrètement que l'implémentation de ces 5 principes devrait idéalement être achevée dans moins de 10 ans.

En terme de calendrier réglementaire, cela coïncide avec 2 périodes tarifaires, sachant que certaines dispositions ne peuvent pas (aisément) être modifiées sur la période tarifaire en cours. Cela coïncide aussi avec deux législatures. Nous vous proposons dès lors un phasage en deux temps :

- 2021-2024
- 2025-2029

Dans le cadre de cette mission, nous nous concentrerons uniquement sur les actions prioritaires à court terme.

La **première action**, la plus urgente à mener, est de faire évoluer les mentalités et de concrétiser l'impact de la transition énergétique – qui, en Belgique, sera une réalité dès 2025 si le décommissionnement des centrales nucléaire se matérialise – pour le citoyen.

En effet, certains des principes nécessiteront une adaptation de la législation régionale :

- la simple faculté laissée au GRD de limiter ou d'interrompre la capacité d'un client résidentiel en agissant sur le compteur intelligent si la sécurité du réseau l'exige n'est certainement pas intégrée aujourd'hui par le grand public.
- idem pour la notion d'usages prioritaires de l'électricité par rapport à des usages flexibles.
- cette liste est loin d'être limitative et il serait opportun d'analyser ce qui, dans l'implémentation de ces cinq principes, relève de la seule compétence réglementaire versus ce qui nécessite une évolution légale.

Il est, quoi qu'il en soit, nécessaire de sensibiliser sans tarder les autorités régionales par rapport à tous ces enjeux, afin d'espérer bénéficier d'un support législatif cohérent dans les délais. Il faudra certainement faire évoluer le cadre sur deux législatures et ce sont de fait toutes les forces démocratiques qu'il y a lieu de sensibiliser.

La **deuxième action** à débiter sans délai concerne le programme d'investissements *smart grid* :

- il est indispensable que Sibelga entame sans tarder la planification de ce programme, aussi incontournable qu'ambitieux, pour permettre l'électrification progressive du chauffage et du transport en Région de Bruxelles-Capitale.
- le défi certainement le plus important sera d'adapter le système d'information en y incorporant un *distribution management system* (gestion en *near real time* des flux d'énergie, tant sur les réseaux B.T. que M.T.), assorti d'une logique de *traffic lights* (= statut du niveau de congestion d'une portion de réseau) à communiquer aux parties impactées...
- mais il faudra aussi procéder sur le terrain aux télémesures de flux transitant par les 3.000 cabines réseau, en priorisant celles qui seront le plus rapidement susceptibles d'occasionner les congestions ; le rythme devra en tout cas fortement s'accélérer !





Nous recommandons donc à Brugel :

1. d'aborder sans tarder le défi du smart grid avec Sibelga : cela peut se faire via les plans d'investissements
2. de réfléchir dès aujourd'hui à une politique d'incitation 2025-2029 afin d'enjoindre Sibelga à tout mettre en œuvre pour ne pas freiner les objectifs d'électrification du chauffage et du transport fixés par le Région
3. (en amont) de sensibiliser la Région sur la nécessité de quantifier et de piloter dans la durée les projections de taux d'électrification du chauffage et du transport, qui vont conditionner le calendrier « *au plus tard* » du programme smart grid.
4. de sensibiliser rapidement le Forbeg au sujet des enjeux, compte tenu de la dimension cross-régionale du volet « communication des *traffic lights* ».

### 5.5.2. Mise en œuvre des mécanismes d'indemnisation

#### Contexte

Lors de la dernière session d'information, nous avons recommandé, en cohérence avec les **cinq principes directeurs**, un régime d'indemnisation dans trois cas de figure :

#### 1. Le constat de contrainte n'est pas valablement objectivé

- ⇒ Les fonctionnalités *smart grid* n'ont pas encore été mises en place
- ⇒ Le GRD a dû recourir à un principe de précaution TROP conservateur

#### 2. Le réseau est en zone rouge ET Sibelga a tardé à effectuer le renforcement nécessaire

- Suppose l'entrée en vigueur de nouveaux critères de renforcement des réseaux, respectueux des usages classiques de l'électricité
- Nécessite de fixer au préalable le délai maximal autorisé pour mener à bien un investissement de renforcement!

#### 3. Le bridage de la flexibilité ne respecte pas les critères de non-discrimination

- Suppose que ces critères aient été préalablement définis et validés

#### Critères

Sur base des éléments exposés en section 5.5, nous recommandons le respect de quatre critères pour obtenir un mécanisme efficace :

- a) transparence
- b) non-discrimination
- c) incitation à un comportement vertueux de toutes les parties
- d) simplicité de mise en œuvre

C'est sans doute contre-intuitif mais « *la juste réflexion du préjudice subi* » ne constitue pas à notre point de vue un critère essentiel et ce pour au moins deux raisons :



- 
- 1) En cas de flexibilité explicite (objectif de balancing résiduel), comme déjà précisé, il sera toujours possible de trouver suffisamment de flexibilité dans les zones non congestionnées pour répondre au besoin.
    - ⇒ Il n'y a pas de gain sociétal à favoriser la flexibilité explicite dans des zones contraintes du réseau
    - ⇒ Il y a au contraire une incitation au gaming, puisqu'un FSP, dès qu'il est informé d'une zone congestionnée, aura intérêt à annoncer des clients flexibles dans cette zone !
  
  - 2) En cas de flexibilité implicite, il est extrêmement malaisé de quantifier le préjudice subi (exemple : acheter l'énergie pendant une durée donnée à un tarif dynamique suboptimal)
    - ⇒ Le préjudice sera fonction de la volatilité intraday des prix et de la charge pouvant être flexibilisée ; une (nécessaire) forfaitisation ne pourra être que très approximative
    - ⇒ Surtout, une indemnisation inciterait les clients à demander initialement une activation maximale de charge durant l'heure à prix minimal, voire une décharge maximale de batterie durant l'heure à prix maximal..

En bref, « *une juste réflexion du préjudice subi* » sera régulièrement de nature à entraîner « *une incitation à un comportement opportuniste et non vertueux de certaines parties* », en l'occurrence le FSP et le client / URD.

### Flux financiers d'indemnisation

Plusieurs logiques de flux sont envisageables :

1. le dédommagement des parties lésées :
  - a) le FSP
  - b) l'URD
  
2. une socialisation :
  - a) au bénéfice de tous
  - b) au bénéfice de certaines catégories d'utilisateurs (ex : les seuls URD B.T.)

Attention toutefois qu'un dédommagement des parties lésées pourrait être contre-productif.

Comme nous venons de le préciser, un comportement déviant des acteurs qui seraient dédommagés serait singulièrement observé lorsque l'objectif sous-jacent est d'optimiser la politique de renforcement à l'appui de fonctionnalités *smart grid* : ces acteurs auraient intérêt à occasionner des congestions !

Nous recommandons par conséquent, **en cas de constat de contrainte non valablement objectivée**, d'opter pour une indemnisation forfaitaire socialisée.

**Mais il serait toutefois socialement beaucoup plus profitable d'intervenir en mode « préventif » plutôt que « curatif ». En synthèse (nécessiterait un développement plus détaillé), compte tenu des enjeux majeurs pour la Région, mieux vaudrait, à compter de la nouvelle période tarifaire (2025), prévoir un plan d'investissements *smart grid* :**

- **cohérent avec les ambitions régionales en matière d'électrification des usages**
- **holistique, c'est-à-dire englobant le volet IT, y compris dans sa dimension « marché »**
- **contraignant, c'est-à-dire intégrant une logique d'*incentive regulation*, mêlant *carotte et bâton*.**





Dans l'hypothèse où Brugel devait retenir un tel mode d'incitation *préventive*, il est évident que le plan d'investissements en réseau devra intégrer une logique de priorisation visant à équiper d'abord les zones les plus sujettes aux risques de congestion (charge et/ou capacité flexible raccordée plus importante). Superposer une logique d'indemnisation forfaitaire *curative* deviendrait dès lors largement superflu.

S'agissant d'une indemnisation dans le cas où **une zone congestionnée (rouge) du réseau n'a pas fait l'objet d'un renforcement en temps utile**, dans la mesure où les investissements de renforcements ne doivent, selon nos principes directeurs, pas être générés par des bridages de flexibilité, seulement par des contraintes liées aux usages classiques (i.e. le client doit se chauffer, doit se déplacer en voiture,...), la logique d'indemnisation dépasse clairement le cadre de cette mission : les préjudices subis par les URD sont, en fonction de la criticité des usages (songeons par exemple au chauffage en hiver), sans communes mesures avec les préjudices liés à un bridage de flexibilité !

S'agissant enfin d'une indemnisation dans le cas où **une flexibilité bridée n'aurait pas respecté les critères de non-discrimination préalablement définis**, il faut d'abord que ces critères soient définis !

Or ces critères revêtent une dimension politique et il incombera aux autorités régionales de légiférer au préalable en la matière :

- il en va notamment de la (saine) logique visant, en cas de congestions locales, à satisfaire prioritairement les usages classiques de l'électricité, notamment les besoins vitaux, par rapport à la flexibilité au bénéfice de la zone globale
  - il en va aussi, si une modulation de la flexibilité se révélait nécessaire, de l'adoption d'une logique de partage du gâteau versus d'une logique premier arrivé, premier servi
  - (nécessite un développement plus détaillé) une saine gestion du système électrique commanderait, en cas de contrainte, de privilégier la flexibilité explicite par rapport à la flexibilité implicite
  - etc
- ⇒ les modalités pratiques de bridage devront bien évidemment respecter le cadre légal qui aura été promulgué... et elles ne pourront donc vous être soumises par Sibelga qu'ultérieurement à cette promulgation !

Nous pouvons toutefois avancer quelques pistes / principes :

- en cas de bridage « discriminatoire », une indemnisation directe de la partie lésée se justifie pleinement
- la partie lésée devrait certainement être l'URD dès lors qu'un usage classique de l'électricité aurait été indûment bridé.
- la partie lésée devrait plutôt être le FSP en cas de flexibilité explicite indûment bridée
- la flexibilité implicite étant, suivant nos principes la moins prioritaire, son bridage ne devrait en principe pas entraîner une quelconque indemnisation.



## 5.6. Proposition de régime de compensation pour une limitation d'une activation par le GRD

Nous conseillons de proposer dans un premier temps un régime de compensation nulle pour les limitations d'activations dans le cadre d'un marché de flexibilité permettant une participation de la basse tension. Nous défendons cette solution sur base du fait **qu'il n'y a aucun dommage économique à une limitation d'activation** pour les acteurs concernés.

En effet, dans le cas de flexibilité explicite, nous avons vu à la section 3.6.1 que les revenus économiques étaient fonction des revenus de capacité, d'énergie et des pénalités éventuelles.

Or, les revenus de capacité sont maintenus peu importe la limitation, et ces revenus sont les principaux considérés dans le business case de la flexibilité. Une limitation d'activation n'impactera jamais cette composante.

Les revenus d'énergie (c'est-à-dire perçus à l'activation) sont minimes pour un FP, et plus particulièrement pour les FP basse tension qui ont une faible capacité flexible. Une limitation donnée n'aura donc qu'un impact économique très négligeable. Une perte ne peut être substantielle que si le manque de capacité d'un sous-réseau est structurel, cas qui est pris en compte dans nos recommandations à la section 5.5.2.

Au niveau des pénalités, le risque peut aisément être entièrement supprimé par une distribution géographique adéquate des offres de flexibilité par l'agrégateur. Une absence de compensation par limitation est d'ailleurs le bon incitant à ce que l'agrégateur crée ses Energy Bids avec une bonne diversification géographique. En effet, si l'agrégateur n'a pas développé un portefeuille suffisamment diversifié géographiquement, il devrait subir seul les pénalités liées à un service de flexibilité (par exemple de balancing insatisfaisant). Cet agrégateur ne devrait pas être autorisé à transférer cette pénalité à un FP de son pool situé en zone congestionnée ni au GRD de cette même zone ; une compensation non-nulle à charge du GRD constituerait en effet un incitant à un comportement peu vertueux, comme nous l'avons décrit à la section 5.3.4.1.

Dans le cas de flexibilité implicite, il faut distinguer deux types d'usage. D'une part les fondamentaux, tels le chauffage, la recharge des EV nécessaire à parcourir des kilomètres réels, cuisine,... et les usages non-essentiels et en particulier l'usage de stockage pour générer un revenu des arbitrages temporels et entre les marchés.

Au niveau des besoins de base, ils seront toujours assurés si le GRD renforce le réseau de manière adéquate, et qu'il limite les activations de manière non-discriminatoire au niveau des usages non-essentiels. Si le GRD faillit à ses prérogatives, nous avons conseillé précédemment qu'il paie des pénalités à la société.

Au niveau des besoins non-essentiels, ces usages doivent être soumis aux contraintes de capacité du réseau, et non l'inverse. Or, verser une compensation quand un usage non-essentiel est limité par les contraintes de capacité revient à considérer que ces usages sont un dû. Cela soumettrait donc le dimensionnement du réseau aux usages non-essentiels, ce qui est à l'opposé de l'optimum global sociétal.

Au vu de ces considérations, décrites plus en détail dans les sections précédentes, nous préconisons donc qu'il n'y ait pas de compensation systématique en cas de limitation d'activation.



## 6. CONCLUSIONS GÉNÉRALES

Les enjeux auxquels sera confronté le réseau de distribution d'électricité de la Région de Bruxelles-Capitale au gré de l'électrification du chauffage et du transport ont ainsi été présentés et le programme à mettre en œuvre par Sibelga pour lui permettre de relever le défi a été synthétisé.

Il est apparu que c'était l'électrification du chauffage et, surtout, du transport, qui génèrera la toute grosse majorité du potentiel de flexibilité sur le réseau de distribution régional.

Les sujets « évolution de l'électrification » et « évolution du cadre de la flexibilité » sont donc intimement liés.

Des analyses ont également permis de mettre en évidence que la flexibilité explicite au profit des services de réserve ne constituait pas un enjeu au niveau belge :

- le potentiel de flexibilité est déjà largement excédentaire aujourd'hui par rapport aux besoins sans que cela ne pose le moindre souci sur les réseaux de distribution ;
- la criticité des services de réserve est surtout observée lorsque la zone est courte ; il est en effet beaucoup plus facile et socialement moins impactant de brider de la production plutôt que de la consommation ;
- même dans le futur, il sera toujours possible de trouver suffisamment de flexibilité explicite dans les zones non congestionnées du réseau.

Qui plus est, la spécificité urbaine de Bruxelles aura pour conséquence que des demandes de flexibilité visant à réduire la consommation ou augmenter la production seront toujours compatibles avec les flux instantanés d'énergie observés sur le réseau.

La question de l'indemnisation en cas de bridage de la flexibilité explicite ne se pose donc pas, car Sibelga (comme les autres GRD belges) ne constituera jamais un frein par rapport aux besoins d'équilibrage résiduel : c'est vrai aujourd'hui et cela restera vrai demain.

Le véritable enjeu est la flexibilité implicite, laquelle sera exploitée pour résoudre des problèmes d'adéquation :

- déficit structurel de la production par rapport à la demande (le décommissionnement des unités nucléaires étant à cet égard un facteur de risque accru)
- mais aussi déficit conjoncturel anticipé avant la clôture day ahead

La flexibilité implicite se concrétisera par des offres tarifaires dynamiques et le caractère non contraignant de la réponse au signal-prix au niveau de l'utilisateur « implicitement flexible » (seul le portefeuille global du BRP doit être équilibré) représente une évolution majeure pour les GRD : les flux d'énergie vont certainement évoluer avec l'introduction des tarifs dynamiques, mais nul n'est capable de dire dans quelle proportion et surtout avec quel niveau d'hétérogénéité.

Il y a à ce sujet une information rassurante : la réserve de capacité des réseaux augmente depuis la source jusqu'à la destination ; le réseau B.T. de Sibelga est plus largement dimensionné que les transformateurs M.T./B.T., eux-mêmes plus largement dimensionnés que le réseau M.T., etc. Par conséquent, en cas de réaction géographiquement homogène de la clientèle à un fort signal-prix, c'est le réseau de transport ou de transport régional qui saturera en premier lieu.





Quoi qu'il en soit, la flexibilité implicite et le potentiel qu'elle offrira au bénéfice de la zone de réglage, nécessite un minimum d'encadrement : il faudra définir « un champ des possibles » sachant que « tout ne sera pas toujours possible », le réseau de distribution ayant ses contraintes d'exploitation.

Et cette définition constitue un préalable indispensable à une quelconque politique d'indemnisation au cas où le GRD ne s'y conformerait pas.

Dans le cadre restreint de cette mission, 5 principes directeurs afin de structurer « le champ des possibles » ont été formulés.

En filigrane, ces 5 principes directeurs, ainsi que les autres recommandations formulées, ont pour but d'inciter Sibelga – mais aussi les autres *stakeholders* – à se mettre en ordre de bataille pour le défi majeur de l'électrification des usages.

