

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

AVIS D'INITIATIVE

(BRUGEL-AVIS-20170630-246)

relatif

au développement des nouveaux services d'énergie en
Région de Bruxelles-Capitale

Etabli en application de l'article 30bis §2 2° de l'ordonnance
électricité.

30 juin 2017

Table des matières

1	Cadre légal de cet avis	3
2	Introduction.....	3
3	Services offerts via la plateforme d'échange de données d'ATRIAS	5
3.1	Mise en œuvre des services de commercialisation des productions décentralisées :.....	7
3.2	Mise en œuvre d'un MIG spécifique (TPDA pour Third Party Data Access) pour les échanges, par procédures automatisées, des données de consommation avec les parties tierces :...	9
4	Services de recharge des véhicules électriques	10
4.1	Contexte :.....	11
4.2	L'éligibilité :.....	12
4.3	L'exploitation des points de recharges publics sans contrat :.....	12
4.4	L'absence d'obligation de disposer de licence de fourniture pour les exploitants de points de recharges publics :	13
4.5	Traitement non discriminatoire par les gestionnaires de réseau :.....	14
4.6	Modèles d'exploitation des bornes de recharges publiques.....	14
5	Services de ravitaillement des véhicules au gaz naturel compressé.....	16
5.1	Introduction	16
5.2	Contexte réglementaire.....	17
5.2.1	Directive européenne sur les infrastructures pour carburants alternatifs.....	17
5.2.2	Ordonnance gaz	17
5.3	Etat des lieux des initiatives prises en matière de développement des infrastructures de ravitaillement au GNC	17
5.3.1	En Belgique.....	17
5.3.2	En Flandre	18
5.3.3	En Wallonie	19
5.3.4	En Europe.....	20
5.4	Proposition d'adaptation du cadre légal	21
6	Services de flexibilité.....	23
6.1	Evolution du cadre légal	23
6.2	Rôle de facilitateur du marché :	25
6.3	Rôle de fournisseur de services énergétiques :	25
6.4	Gestion de l'activité de comptage de la flexibilité :	26
6.5	Le développement de nouvelles technologies : cas des unités de stockage chez les particuliers.....	27
6.6	Généralités :.....	27
6.7	Intégration des unités de stockage au réseau électrique :	29
6.8	Besoin d'un cadre légal pour l'intégration des unités de stockage au réseau électrique :	30
7	Conclusion.....	32

I Cadre légal

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis §2, inséré par l'article 56 de l'ordonnance du 14 décembre 2006, que :

« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

BRUGEL est chargée des missions suivantes :

...

2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz;

... »

Le présent avis est réalisé à l'initiative de BRUGEL.

2 Introduction

Le marché de l'énergie connaît ces dernières années une évolution importante qui tend vers une nouvelle organisation du marché afin d'offrir de nouvelles opportunités particulièrement aux utilisateurs du réseau de distribution notamment par le développement de nouveaux services autres que la consommation traditionnelle de l'énergie. Cette évolution a été d'abord amorcée par l'avènement des énergies renouvelables issues des unités de production raccordés en distribution et ensuite par le progrès technologique et l'émergence de nouvelles technologies de l'information et de la communication ce qui conduit à des transformations sur l'ensemble de la chaîne de valeur y compris sur le fonctionnement des réseaux.

Ces transformations devraient conduire à la mise en œuvre d'une nouvelle organisation du marché de l'énergie notamment au regard des éléments suivants :

- **Changement de paradigme dans la gestion des réseaux électriques :**

L'évolution du système électrique, dominée ces dernières années par l'intégration accrue de productions décentralisées (ce qui nécessite l'adaptation des capacités de balancing et d'adequacy), la numérisation croissante de l'économie (applications smartphone et contrôle à distance des appareils de consommation...) et l'émergence de nouvelles applications (batteries pour les particuliers, véhicules électriques, ...) conduit les acteurs commerciaux à offrir de nouveaux services par une gestion plus dynamique de la demande et de la production.

En effet, le développement des énergies intermittentes complexifie la gestion du réseau électrique en introduisant dans le système des éléments d'incertitude liés à la nature des énergies primaires (vents, soleil, etc.). L'augmentation de la production décentralisée

nécessite donc une adaptation des investissements sur le réseau électrique qui a été conçu sur la base d'un système centralisé autour de grandes unités de production. En effet, actuellement, les plans d'investissements sont établis selon le concept « fit and forget » qui consiste à augmenter la capacité du réseau pour répondre aux besoins de l'augmentation de la demande. Cette capacité tient compte du facteur de foisonnement statistique des consommations qui par définition ne tient pas compte d'une consommation synchrone des clients. Il est donc évident que ce paradigme n'est pas viable dans le cadre d'un marché de la flexibilité où tous les clients équipés de compteurs à courbe de charge sont potentiellement agrégés de manière synchrone pour répondre aux signaux de prix des acteurs commerciaux. Les GRD doivent donc s'adapter à ce changement de paradigme pour aller vers des investissements de gestion de la demande au lieu d'augmenter indéfiniment leur capacité de distribution.

- **Le progrès technologique et le développement des technologies de l'information et de la communication :**

Ces évolutions permettent de lever les contraintes techniques qui empêchaient une gestion dynamique de la demande. Le développement à grande échelle des technologies de l'information et de la communication constitue une opportunité face à l'émergence de ces nouveaux besoins, dans la mesure où il est dorénavant possible de lever les contraintes techniques empêchant une gestion plus dynamique des flux d'électricité transitant par les réseaux, tant en injection qu'en prélèvement.

Grâce à ses solutions technique, le consommateur devrait de plus en plus participer activement au marché de l'électricité, d'autant plus qu'il pourrait être impacté financièrement par son profil réel de consommation.

- **Evolution de la consommation d'énergie et réduction des émissions de CO2 :**

La consommation énergétique des ménages et des industries pourrait s'accroître par l'arrivée massive des véhicules électriques impulsée par la politique européenne en la matière. En effet, dans sa « feuille de route pour un espace européen unique des transports-Vers un système de transport compétitif et économe en ressources »², la Commission européenne a fixé comme objectif de réduire de 60% les émissions de CO2 dans les transports d'ici 2050. Dans cet objectif, il est devenu nécessaire de remplacer le pétrole par des solutions de substitution à faible émissions de CO2. Afin de faciliter cette transition, la Commission européenne a adopté la directive 2014/94/UE du Parlement européenne et de Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs³ (ci-après « directive 2014/94/UE »).

² Livre blanc de 2011 sur la politique des transports, COM(11) 144.

³ J.O.U.E., L 307/1, 28.10.2014. Dans le respect de la répartition des compétences (mobilité/énergie), dans le présent avis, l'analyse est portée sur les aspects « énergie » du déploiement des véhicules électriques.

Cette augmentation éventuelle de la consommation pourrait donc générer un déficit d'énergie que le marché des nouveaux services de gestion de la demande et de production pourrait combler en participant notamment à la gestion d'équilibrage du réseau.

Tenant compte de toutes les évolutions évoquées précédemment, BRUGEL a lancé plusieurs initiatives visant à définir le cadre réglementaire à mettre en œuvre pour le bon fonctionnement du marché des nouveaux services en Région de Bruxelles-Capitale. Il s'agit particulièrement,

- de la consultation publique⁴ (menée entre le 14 novembre 2016 et le 14 décembre 2016) sur le cadre réglementaire à mettre en œuvre pour le bon fonctionnement du marché de la flexibilité.
- des études sur les infrastructures de recharges pour véhicules électriques⁵ et CNG.

Sur la base de ces initiatives, BRUGEL propose dans le présent avis aux autorités régionales des orientations pour la mise en place d'un cadre légal favorable pour le développement de ces nouveaux services en conformité avec le respect du principe de l'équilibre des intérêts et des tendances européennes.

3 Services offerts via la plateforme d'échange de données d'ATRIAS⁶

Pour tenir compte des transformations futures du marché (la gestion des productions décentralisées et des systèmes intelligents de mesure) et le besoin d'accompagner l'évolution naturelle du marché qui tend vers un optimum du rapport coûts/qualités des services, ATRIAS a mis en œuvre un nouveau standard pour les échanges de données entre les GRD et les fournisseurs (dénommé ci-après MIG6). Ce nouveau standard a été conçu avec une architecture flexible pour tenir compte de l'évolution future du marché qui peut être caractérisé par :

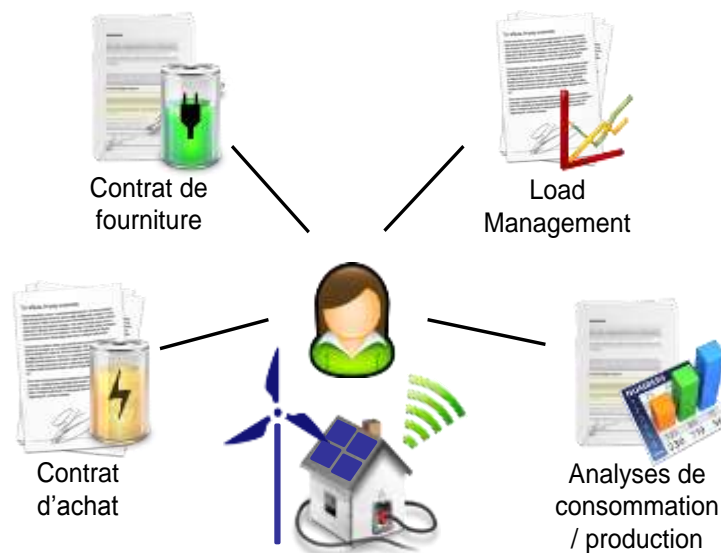
- Un marché **multi-services** :
 - services de fourniture ou de rachat d'énergie par des acteurs de marché;
 - services de parties tierces (optimisation de la facture d'énergie, offre de nouveaux services de flexibilité...).

⁴Voir rapport de consultation de BRUGEL : BRUGEL-20170310.

⁵Voir avis de BRUGEL (BRUGEL-AVIS-20160527) et le rapport de l'étude sur les infrastructures de recharges sur la voirie publique pour véhicules électriques.

⁶ Atrias est une initiative commune des gestionnaires du réseau de distribution. La société a été créée le 9 mai 2011 et son siège central est établi à Bruxelles. www.atrias.be.

- Le client et son installation sont au centre de tous ces services « **client centricity** » (voir figure 1 ci-après): cette tendance va générer une exploitation plus importante des données des clients ce qui poserait les problématiques de protection économique et de vie privé de ces clients.



Source : ATRIAS

Figure 1 — Vers un marché multi-services de l'énergie

Concrètement, ATRIAS propose deux types de service au marché :

1. Différents services de commercialisation des productions décentralisées (injection, prélèvement, production excédentaire après compensation⁷). Ces nouveaux services sont proposés dans la version actuelle du MIG6⁸.
2. Mise à disposition de données détaillées de la consommation des clients professionnels via leur entreprise de conseils en énergie ou directement aux clients multi-sites.

⁷Ce service est proposé uniquement pour la Wallonie et la Flandre car les compteurs installés chez les producteurs à Bruxelles sont bidirectionnels et que le cadre légal prévoit l'arrêt de la compensation à partir du 1^{er} janvier 2018.

⁸<http://www.atrias.be/FR/UMIG%2065/Forms/AllItems.aspx?RootFolder=%2fFR%2fUMIG%2065%2f01%20Processus%20de%20March%c3%a9%20%28Guide%20d%27Implementation%29&FolderCTID=0x01200077AD7E49B89A5B44A864A72AF80C0212>

Les principales fonctionnalités apportées par ATRIAS n'ont pas encore de base légale. Des adaptations de l'ordonnance bruxelloise et du règlement technique sont donc nécessaires avant le démarrage de la plateforme d'échange d'ATRIAS prévue en septembre 2018, tout en veillant à ce que ces adaptations intègrent des conditions qui garantissent la protection du consommateur.

3.1 Mise en œuvre des services de commercialisation des productions décentralisées :

Dans le cadre du projet du MIG6, ATRIAS a proposé, en concertation avec les fournisseurs, plusieurs services de commercialisation ou de valorisation des productions décentralisées (injection, prélèvement, production excédentaire après compensation). A l'instar des autres régulateurs régionaux, BRUGEL a été sollicitée à plusieurs reprises pour rendre son avis⁹ sur ces propositions. Dans ses avis, BRUGEL a incité les acteurs à mettre en œuvre ces nouveaux services afin de permettre des solutions alternatives à la compensation des prélèvements par des injections pour la valorisation des installations de productions décentralisées.

En outre, dans le cadre des préparatifs pour la mise en œuvre de ces services, les régulateurs régionaux ont aussi été plusieurs fois sollicités notamment pour apporter des solutions aux principales difficultés soulevés par les acteurs. Il s'agit, pour la gestion des productions décentralisées, des questions suivantes :

- **les obligations en matière de TVA pour un client résidentiel producteur lors de la vente de son injection :** concernant cette problématique, BRUGEL rappelle qu'elle ne relève pas de sa compétence. Toutefois, BRUGEL est d'avis que les éléments de réponse apportés par le Service TVA du SPF Finances dans son « *point de vue officiel* » émis dans son courrier du 31 octobre 2016 adressé aux fournisseurs sont clairs et suffisants pour lever les contraintes liées aux modalités de facturation de l'injection par les particuliers.
- **les conséquences de l'arrêt de la compensation prévue, au plus tard, à partir du 1^{er} janvier 2018 :**

Le cadre légal¹⁰ en vigueur prévoit en effet l'arrêt de la compensation à Bruxelles au plus tard dès janvier 2018 et la méthodologie tarifaire du 1^{er} septembre 2014 prévoit quant à elle la suppression de cette compensation dans les tarifs de distribution à partir de la mise en production du MIG6. Toutefois, BRUGEL constate que la date du lancement de la nouvelle

⁹dans son avis du 11 avril 2013 (BRUGEL-AVIS-20130411-168) et dans celui du 12 juillet 2013 (BRUGEL-AVIS-20130712-173), BRUGEL a approuvé respectivement les fondamentaux (principes et concepts de base regroupés dans le document intitulé « MIG6 Fundamentals version 5.3 ») du nouveau système d'échanges d'informations et les documents « Business Requirements » qui décrivent les principales opérations et procédures du marché qui rentrent dans le périmètre d'ATRIAS.

¹⁰ L'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte stipule dans son article 41 : « Les installations de production d'électricité verte certifiées qui bénéficient de la compensation décrite à l'article 34 continuent à en bénéficier jusqu'à la mise en service de la nouvelle chambre de compensation mettant en œuvre le nouveau MIG 6 ou au plus tard le 1^{er} janvier 2018. Après cette mise en service, le principe de compensation n'est plus d'application ».

application du MIG 6 ne peut se faire avant septembre 2018. Sans le MIG6, il serait trop coûteux de développer une application spécifique pour ces nouveaux services afin de respecter la date prévue pour l'arrêt de la compensation.

BRUGEL recommande donc au Gouvernement d'adapter l'arrêté relatif à la promotion de l'électricité verte pour lier l'arrêt de la compensation à la date de démarrage du MIG6.

- **Mise en œuvre de l'obligation de l'offre de rachat des injections dans le chef des fournisseurs pour les clients dont la puissance de raccordement de leurs installations est inférieure à 56 kVA :**

En l'absence de compensation et afin de garantir que les clients disposant de petites installations de production décentralisées recevront des offres de rachat de leur énergie injectée sur le réseau, BRUGEL recommande d'instaurer une obligation d'offre de rachat dans le chef du fournisseur pour permettre à certains clients de recevoir des offres économiquement raisonnables compte tenu du prix de l'énergie du marché.

Pour déterminer la catégorie des clients qui seront visés par cette mesure, BRUGEL recommande de prendre en compte la puissance de raccordement des installations des clients. En effet, avec l'arrêt de la compensation, le seuil actuellement en vigueur pour la compensation, qui est de 5kVA pour la puissance de l'installation - ne sera plus d'actualité. Il serait plus pertinent de considérer le seuil de la puissance de raccordement de 56kVA, étant donné que la plupart de ces raccordements ne sont pas équipés de compteurs de courbe de charge et généralement dotées de petites installations de production. Avec cette mesure, le fournisseur des prélèvements du point d'accès sera contraint de proposer une offre de rachat pour les injections du même point d'accès (il s'agit de la commercialisation « *contrainte* » de l'injection selon la terminologie utilisée dans le MIG 6). Le client peut, s'il le souhaite, opter pour une commercialisation « *libre* », ou revenir à la commercialisation contrainte. Le compteur bidirectionnel (A+/A-) est obligatoire. Si le client producteur est aussi un client protégé, BRUGEL n'est pas favorable pour l'établissement d'un prix "social" d'injection.

Pour les installations de production dont le raccordement au réseau est supérieur à 56 kVA, la règle générale est la commercialisation libre de l'injection. En effet, ces clients sont généralement équipés de compteurs avec relevé de courbe de charge, ce qui devrait leur permettre de mieux négocier les offres de rachats disponibles dans le marché.

Toutefois, des situations particulières peuvent être rencontrées qui rendraient la mise en œuvre du seuil de 56kVA relativement problématique. Il s'agit particulièrement de:

- cas de point d'accès de clients avec un raccordement au réseau d'une puissance inférieure à 56 kVA et qui disposent actuellement de deux codes EAN (un pour la consommation et l'autre pour l'injection). La commercialisation contrainte citée précédemment ne peut leur être appliquée car ces clients disposent déjà de deux fournisseurs actifs (un pour le prélèvement et un autre pour les injections). Si le point d'injection de ces installations est inactif (pas de fournisseur actif pour les injections), le client est tenu de régulariser sa situation avant la date de démarrage du MIG6 en contractant soit avec son fournisseur de prélèvement ou avec un nouveau fournisseur. BRUGEL n'est en effet pas favorable à des injections sur le réseau sans contrat de rachat. Un tel contrat devrait garantir que toutes les injections seront

disponibles dans le marché de l'énergie et de permettre de clarifier la responsabilité d'équilibre sur le point d'accès.

- cas de point d'accès de clients avec un raccordement au réseau d'une puissance supérieure ou égale à 56 kVA et qui disposeront de nouvelles installations de production après le démarrage du MIG6 :

Pour ces cas, ATRIAS semble avoir des difficultés à encoder par défaut deux fournisseurs actifs sur le même point d'accès. La commercialisation libre de l'injection ne pourrait donc pas être appliquée directement. ATRIAS propose d'encoder temporairement une commercialisation contrainte (donc c'est le fournisseur du prélèvement qui sera responsable des injections) avant que le client n'opte pour un nouveau fournisseur. Pour ces cas, BRUGEL recommande les actions suivantes :

- comme il s'agit d'une situation qui ne peut intervenir qu'après le démarrage du MIG 6, les acteurs du marché doivent informer proactivement les clients de cette difficulté technique pour qu'ils aient le temps nécessaire de rechercher des offres de rachats et de prélèvement chez le même fournisseur. En outre, comme mentionné précédemment, BRUGEL n'est pas favorable à des injections sur le réseau sans contrat de rachat.

Par ailleurs, après l'arrêt de la compensation, le Gridfee s'appliquera, au moins jusque fin 2019, uniquement sur les prélèvements (pour les injections le Gridfee sera fixé à 0). Rien n'est encore décidé pour la nouvelle période tarifaire 2020/2024.

- mettre à profit la fonctionnalité du contrôle *ex-post*, qui consiste à relever à postériori le non-respect des règles en vigueur, pour s'assurer que pour les clients concernés auront toujours la possibilité de contracter avec un nouveau fournisseur (les deux services de commercialisation de prélèvement et d'injection sont activés).

Etant donné qu'un groupe de travail au sein d'ATRIAS est actuellement attelé à trouver des solutions à cette impossibilité technique d'encoder par défaut deux fournisseurs actifs, BRUGEL restera attentive au respect du cadre légal relatif à la fourniture d'énergie et au respect du choix des clients.

3.2 Mise en œuvre d'un MIG spécifique (TPDA pour Third Party Data Access) pour les échanges, par procédures automatisées, des données de consommation avec les parties tierces :

Contrairement au MIG6 cité précédemment, le MIG TPDA, en préparation par ATRIAS, ne vise pas à décrire les règles, les procédures et le protocole de communication pour l'échange, entre le GRD et les fournisseurs en vue de faciliter les opérations du marché de la fourniture d'énergie.

Ce projet semble viser tout acteur mandaté par son client pour offrir des services, autres que la vente ou de l'achat d'énergie, en rapport avec ses données de consommation. D'une manière générale, BRUGEL estime qu'ATRIAS serait dans son rôle lorsqu'elle organise aussi les échanges d'information avec les opérateurs du marché non régulé pour mettre à disposition des données de comptage issues des compteurs du GRD.

BRUGEL accueille donc favorablement ce nouveau projet mais attire l'attention d'ATRIAS sur les éléments suivants :

- **Sur le scope du MIG TPDA** : il semblerait que le MIG TPDA vise particulièrement les entreprises multi-sites même si l'accès est ouvert à tous les acteurs qui se déclarent tierce partie. BRUGEL attire l'attention d'ATRIAS sur la nécessité de rendre l'accès équitable et aisé à toutes les parties notamment par la proposition de solutions techniques ne nécessitant pas d'investissements importants dans leur système IT susceptibles de constituer une barrière technique à l'accès à la plateforme d'ATRIAS.
- **Sur la facturation par le GRD des services offerts aux parties tierces** : il semblerait que les GRD souhaiteraient établir la facturation de ces services sur la base des tarifs régulés et la signature d'un contrat d'accès aux données conclu entre le GRD et la partie tierce. En l'absence d'un cadre légal régissant ce type d'activité, il nous semble important de rendre plus transparent les prix appliqués pour éviter toute forme de discrimination. BRUGEL approfondira sa réflexion sur la mise en œuvre de ces nouveaux tarifs en se basant notamment sur la grille d'analyse proposée par CEER¹¹ afin de catégoriser les activités régulées et non régulées.
- **Sur l'absence d'accès B2C** : la logique connue d'ATRIAS est de ne traiter que les processus B2B (entre professionnels), il n'offre donc pas de service B2C aux clients. Si un client souhaite disposer des informations sur le traitement de ces données, il doit en adresser la demande à son GRD. BRUGEL invite SIBELGA à réfléchir aux moyens d'offrir aux clients d'un portail web d'accès aux données plus détaillés, lorsqu'elles sont disponibles, de sa consommation.

¹¹ [http://www.crenerg.org/documente/C15-DSO-16-03_DSO%20Conclusions_13%20July%202015%20\(1\).pdf](http://www.crenerg.org/documente/C15-DSO-16-03_DSO%20Conclusions_13%20July%202015%20(1).pdf) (page 10)

4 Services de recharge des véhicules électriques

4.1 Contexte :

Au niveau européen, dans sa « feuille de route pour un espace européen unique des transports-Vers un système de transport compétitif et économe en ressources »¹², la Commission européenne a fixé comme objectif de réduire de 60% les émissions de CO₂ dans les transports d'ici 2050. Dans cet objectif, il est devenu nécessaire de remplacer le pétrole par des solutions de substitution à faible émissions de CO₂.

Afin de faciliter cette transition, la Commission européenne a adopté la directive 2014/94/UE du Parlement européenne et de Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs¹³ (ci-après « directive 2014/94/UE ») qui impose la présence de bornes de recharge ouvertes au public sur tout le territoire national : « Les États membres devraient veiller à ce que des points de recharge ouverts au public soient mis en place pour assurer une couverture adéquate, afin que les véhicules électriques puissent circuler au moins dans les agglomérations urbaines/suburbaines et d'autres zones densément peuplées et, le cas échéant, au sein de réseaux déterminés par les États membres. Le nombre de ces points de recharge devrait être fixé en tenant compte du nombre estimé de véhicules électriques qui seront immatriculés avant la fin 2020 dans chaque État membre ».

La directive recommande également le déploiement de systèmes de comptage évolué afin de piloter la recharge des véhicules électriques pour que son impact soit le plus limité possible sur l'équilibre du système électrique : « Dans la mesure où cela est techniquement possible et financièrement raisonnable, les opérations de recharge des véhicules électriques aux points de recharge devraient faire appel à des systèmes intelligents de mesure afin de contribuer à la stabilité du système électrique en rechargeant les batteries depuis le réseau lorsque la demande générale d'électricité est faible et de permettre un traitement des données sûr et souple ».

Par ailleurs, au niveau régional, l'accord actuel du gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale prévoit de favoriser l'implantation des véhicules électriques notamment en soutenant le secteur privé à investir dans la mise en place d'un maximum de points de recharge sur l'ensemble de la Région et en accélérant le choix prioritaire de véhicules électriques pour les services publics.

C'est dans ce contexte que BRUGEL, a lancé plusieurs initiatives, notamment la publication d'avis d'initiative¹⁴ et le lancement d'une étude sur la faisabilité technique et économique des solutions d'exploitation et de gestion des bornes de recharges ouvertes au public et raccordées sur le réseau de distribution bruxellois¹⁵.

¹² Livre blanc de 2011 sur la politique des transports, COM(11) 144.

¹³ J.O.U.E., L 307/1, 28.10.2014. Dans le respect de la répartition des compétences (mobilité/énergie), dans le présent avis, l'analyse est portée sur les aspects « énergie » du déploiement des véhicules électriques.

¹⁴BRUGEL-AVIS-20160527-220

¹⁵BRUGEL-ETUDE-20170210

L'objectif de la présente section est de présenter les principaux éléments de réponse issus de ces initiatives pour recommander au Gouvernement une solution intégrée de la gestion de ces bornes de recharge.

4.2 L'éligibilité :

L'article 4.8 de l'ordonnance 2014/94/UE prévoit que :

« Les États membres veillent à ce que les exploitants de points de recharge ouverts au public puissent acquérir librement de l'électricité auprès de tout fournisseur d'électricité de l'Union, sous réserve de son accord. Les exploitants de points de recharge sont autorisés à fournir aux clients des services de recharge de véhicules électriques sur une base contractuelle, y compris au nom et pour le compte d'autres fournisseurs de services. ».

Les exploitants de point de recharge sont donc des clients éligibles. Le client éligible a été défini dans la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, comme « un client qui est libre d'acheter de l'électricité au fournisseur de son choix au sens de l'article 33 ».

Cette obligation est d'autant plus renforcée que le point 12 du même article prévoit expressément que « Les États membres font en sorte que le cadre juridique prévoit la possibilité que l'approvisionnement électrique d'un point de recharge fasse l'objet d'un contrat avec un fournisseur autre que l'entité fournissant de l'électricité à l'habitation ou aux locaux où un point de recharge est situé. ».

Il ressort de ce qui précède que l'éligibilité d'un exploitant d'un point de recharge des véhicules électriques doit être garantie. Il doit de plus pouvoir choisir un fournisseur qui serait différent du fournisseur de l'énergie des lieux de locaux.

De plus, ce dernier est habilité à fournir de l'électricité aux fournisseurs de service (le fournisseur qui offre à l'utilisateur de la borne un accès à celle-ci). Aucune éligibilité n'est toutefois prévue pour ces derniers, de même que ses clients (les utilisateurs de la borne), par la directive 2014/94/UE.

4.3 L'exploitation des points de recharges publics sans contrat :

L'article 4.9 de la directive 2014/94/UE prévoit que :

« Tous les points de recharge ouverts au public prévoient, en outre, la possibilité d'une recharge ad hoc pour les utilisateurs de véhicules électriques sans souscription d'un contrat avec le fournisseur d'électricité ou l'exploitant concerné. ».

Ainsi, pour se recharger sur un point de recharge publique l'utilisateur ne doit pas conclure de contrat avec l'exploitant ou le fournisseur d'électricité.

BRUGEL propose, dès lors, de remplacer l'article 14 de l'ordonnance électricité comme suit :
--

« Les utilisateurs de véhicules électriques qui utilisent les points de recharge ouverts au public ne doivent pas souscrire de contrat avec un fournisseur d'électricité ».

4.4 L'absence d'obligation de disposer de licence de fourniture pour les exploitants de points de recharges publics :

Brugel partage l'analyse de la CWaPE relative à la nature juridique de cette mission, telle que exposée dans sa décision CD-10d13-CWaPE du 13 avril 2010 relative au rechargement de véhicules électriques via les bornes installées dans certaines stations-services. Le service de rechargement de véhicules électriques est un service qui ne nécessite pas l'obtention d'une licence de fourniture et ce notamment pour les raisons suivantes :

- il s'agit davantage d'une prestation de service que d'une vente. Selon la CWaPE « le montant facturé par la station-service correspond donc plutôt à la rémunération de la mise à disposition d'un outil permettant une recharge accélérée plutôt qu'une revente d'électricité »,
- l'électricité fournie a été soumise à toutes les impositions légales pertinentes ;
- la mise à disposition d'énergie n'entre pas en concurrence avec les activités des fournisseurs ;
- le principe de l'éligibilité est respecté (la clientèle est mobile et non dépendante d'un point de rechargement).

BRUGEL recommande, dès lors, d'ajouter dans l'ordonnance électricité un nouveau paragraphe à l'article 21 de l'ordonnance électricité rédigé comme suit :

« Par dérogation au paragraphe 1^{er}, toute entreprise qui offre un service de recharge de véhicules électriques est dispensée de l'obligation de disposer d'une licence de fourniture ».

De même, dans le projet d'ordonnance actuellement à l'étude, Brugel demande d'insérer au point 14° de l'article 2 de l'ordonnance électricité après les mots nouvellement insérés « à l'exception de la vente d'électricité produite et consommée localement en aval d'un même opérateur du gestionnaire de réseau dont les données sont communiquées au marché », les mots « et la vente d'électricité par une entreprise qui offre un service de recharge de véhicules électriques ».

L'article équivalent de l'ordonnance gaz devrait également être adapté en ce sens pour la vente de gaz naturel aux véhicules GNC/GNL.

4.5 Traitement non discriminatoire par les gestionnaires de réseau :

L'article 4.11 de la directive la directive 2014/94/UE du Parlement européenne et de Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (ci-après « *directive 2014/94/UE* ») prévoit que :

« Les États membres font en sorte que les gestionnaires de réseau de distribution coopèrent sur une base non discriminatoire avec toute personne qui met en place ou exploite des points de recharge ouverts au public. »

Les Considérants 29 et 30 de ladite directive éclaircit l'article précité comme suit :

« (29). (...) Les gestionnaires de réseau de distribution jouent un rôle important en ce qui concerne les points de recharge. Dans le déploiement de leurs missions, les gestionnaires de réseau de distribution, dont certains peuvent faire partie d'une entreprise verticalement intégrée qui possède ou exploite des points de recharge, devraient coopérer sur une base non discriminatoire avec les autres propriétaires ou exploitants de points de recharge, notamment en leur fournissant les informations requises pour assurer un accès et une utilisation efficaces du réseau.

(30) Lors du développement de l'infrastructure pour les véhicules électriques, l'interaction de cette infrastructure avec le réseau électrique ainsi qu'avec la politique de l'Union en matière d'électricité devrait être cohérente avec les principes définis au titre de la directive 2009/72/CE. La mise en place et l'exploitation des points de recharge pour les véhicules électriques devraient se faire dans un cadre concurrentiel, la possibilité de déployer ou d'exploiter des infrastructures de recharge étant donnée à toutes les parties intéressées. ».

Afin de transposer l'article 4.11 de la directive 2014/94/UE, BRUGEL recommande de compléter l'article 7, §1^{er} de l'ordonnance électricité par un point 13 rédigé comme suit :

« Coopérer sur une base non discriminatoire avec toute personne qui met en place ou exploite des points de recharge ouverts au public. »

4.6 Modèles d'exploitation des bornes de recharges publiques

Dans le cadre de l'étude de BRUGEL citée précédemment, plusieurs modèles d'exploitation des infrastructures de recharge ont été analysés selon la technologie utilisée dans la fabrication des bornes, le nombre d'acteurs dans la chaîne de valeur et les moyens de communication et de paiement offerts aux utilisateurs de ces bornes. Il ressort de l'analyse effectuée pour le compte de BRUGEL que le modèle qui offre l'interopérabilité entre les fournisseurs de services de recharge est le mieux indiqué pour offrir aux utilisateurs plus d'opportunités de choisir leur fournisseur de services de recharge.

Dans ce modèle (voir Figure 2 ci-après), le propriétaire des bornes (ou le locataire des lieux) désigne les exploitants pour ces bornes (installation et entretien) et peut signer lui-même son contrat de raccordement. L'exploitant de la borne est tenu de donner accès aux différents fournisseurs de service de recharge et de leur offrir les données de comptage pour leur refacturer ses services et l'énergie consommée par leurs clients.

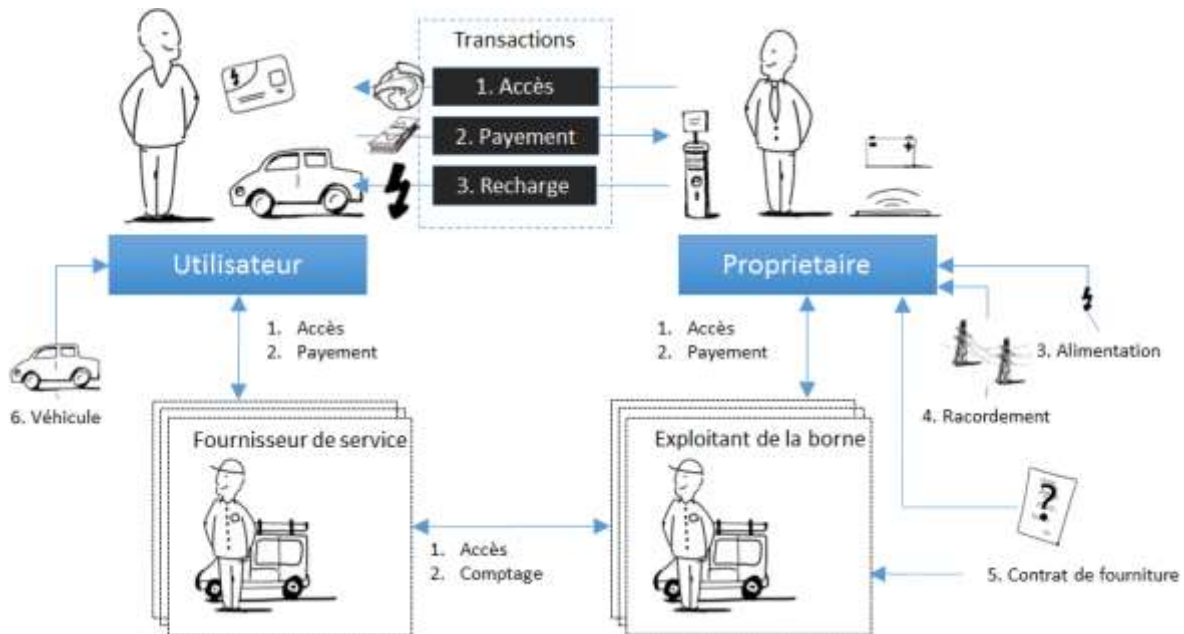


Figure 2 – Modèle « interopérable avancé » d'exploitation des bornes publiques « Networkmodel »

Les principales caractéristiques de ce modèle sont :

- Son déploiement nécessite une technologie (sur la borne ou via une clearing house) permettant l'interopérabilité entre les différents fournisseurs de service de recharge. Ceci peut générer des coûts supplémentaires (par rapport au modèle précédent «basic »),
- Le client peut choisir, sur chaque borne, son fournisseur de service de recharge ce qui lui permet de faire jouer la concurrence pour faire baisser les prix. Dans ce modèle, le client peut donc utiliser la borne de son choix sans devoir changer son fournisseur de service de recharge.
- Risque lié à l'investissement (placement de la borne) est réduit puisque tous les fournisseurs de service de recharge ont un accès égal à la borne. Ce modèle conduit donc à un développement plus rationnel des bornes car les fournisseurs de services de recharge ne seront pas contraints d'installer leurs propres bornes,
- Plusieurs moyens de paiement ad-hoc (SMS, carte) sont aussi possibles via ce modèle.
- Le contrat de fourniture d'énergie peut être signé soit par le propriétaire de la borne (ou le locataire des lieux) ou l'exploitant désigné par le propriétaire. Ni le client, ni le fournisseur de service de recharge ne peut choisir son fournisseur d'énergie.

Ce modèle est le plus répandu car il offre aux clients le choix des fournisseurs de service de recharge. Toutefois, dans la pratique l'exploitant de la borne cumule aussi le rôle de fournisseur de service même si il n'est pas le seul sur la borne.

5 Services de ravitaillement des véhicules au gaz naturel compressé

5.1 Introduction

Le GNC, ou « gaz naturel compressé » est tout simplement du gaz naturel comprimé utilisé comme carburant automobile. Suivant les endroits, on utilise également les appellations « CNG » (compressed natural gas), « GNV » (gaz naturel pour véhicules) ou encore « NGV » (natural gas for vehicles).

Il ne faut donc pas confondre le GNC, constitué essentiellement de méthane, avec le LPG, qui est un produit pétrolier à base de propane et de butane. Le gaz naturel peut être intégralement substitué par du méthane d'origine organique et renouvelable (biométhane issu du biogaz de fermentation), ce qui n'est pas le cas du propane ou du butane, du moins sans envisager de recourir à la « bio-pétrochimie ».

En ce qui concerne les véhicules roulant au GNC, il en existe un grand nombre disponibles sur le marché. La plupart des constructeurs proposent ce type de motorisation. Un réservoir spécifique, conçu pour résister à de très hautes pressions (600 bars), est monté de série dans les véhicules. Les véhicules sont prévus soit pour rouler exclusivement au gaz soit, pour le grand public, également à l'essence, grâce à un second réservoir. Une troisième catégorie de véhicules, essentiellement les transporteurs routiers, fonctionnent avec un mélange de gaz naturel et de diesel, ce qui accroît sensiblement leurs performances.

L'utilisation du GNC par rapport au diesel ou à l'essence présentent plusieurs avantages :

- 95% d'émissions de particules fines en moins
- une réduction 30% d'émissions de CO₂
- entre 10 à 12% moins cher que le diesel
- environ 30% moins cher que l'essence
- les voitures au GNC consomment moins, (gain de 40 à 60% sur la consommation)
- le plein se fait aussi rapidement que pour les carburants classiques (ce qui est un plus par rapport au temps de recharge des véhicules électriques)
- le GNC diminue l'usure des moteurs, car il produit moins de résidus de combustion
- un véhicule au GNC peut également rouler au biogaz, obtenu à partir de la décomposition de déchets organiques, ce qui augmente l'avantage écologique.

Les services qui sont visés dans le présent chapitre visent exclusivement ceux liés au ravitaillement des véhicules GNC par le réseau de stations ouvertes au public.

5.2 Contexte réglementaire

5.2.1 Directive européenne sur les infrastructures pour carburants alternatifs

Au niveau européen, l'article 6.7 de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs impose la présence de bornes de recharge ouvertes au public sur tout le territoire national : « *Les États membres veillent, au moyen de leurs cadres d'action nationaux, à ce qu'un nombre approprié de points de ravitaillement en GNC ouverts au public soient mis en place au plus tard le 31 décembre 2020, afin que, conformément à l'article 3, paragraphe 1, sixième tiret, les véhicules à moteur propulsés au GNC puissent circuler dans les agglomérations urbaines/suburbaines et d'autres zones densément peuplées et, le cas échéant, au sein de réseaux déterminés par les États membres.*».

L'article 6.8 de la directive stipule : « *Les États membres veillent, au moyen de leurs cadres d'action nationaux, à ce qu'un nombre approprié de points de ravitaillement en GNC ouverts au public soient mis en place au plus tard le 31 décembre 2025, au moins tout au long du réseau central du RTE-T existant, afin que les véhicules à moteur propulsés au GNC puissent circuler dans toute l'Union.*».

5.2.2 Ordonnance gaz

A l'heure actuelle, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché régional du gaz ne prévoit pas encore de disposition spécifique propre aux stations de ravitaillement publique au gaz naturel comprimé (GNC).

Par ailleurs, un projet de résolution visant à favoriser le développement de ces stations a été adopté par le Parlement le 25 novembre 2016. Cette proposition est décrite à la section suivante.

5.3 Etat des lieux des initiatives prises en matière de développement des infrastructures de ravitaillement au GNC

5.3.1 En Belgique

5.3.1.1 Bruxelles

La Région de Bruxelles-Capitale est la région du Royaume qui compte le moins de stations de ravitaillement au GNC. En effet, seule station est située sur le territoire bruxellois alors que la Belgique en compte 58¹⁶.

Le nombre de véhicules GNC immatriculés à Bruxelles s'élève quant à lui à 4% du nombre total de véhicules immatriculés en Belgique (5.374 en 2016).

Aucun plan de déploiement n'était jusque-là prévu par les autorités régionales. Néanmoins, le Parlement de RBC a adopté le 25 novembre 2016, une résolution visant à favoriser un *fuel shift* et le développement d'un réseau de stations au gaz naturel comprimé (GNC) pour les véhicules particuliers.

¹⁶ Chiffre de 2016

L'objectif de cette résolution vise à lutter contre la pollution de l'air et ainsi d'améliorer la santé des citoyens bruxellois.

Dans le cadre de cette résolution, le Parlement de la RBC a demandé au Gouvernement bruxellois:

- « de faciliter le **déploiement et l'installation de stations GNC** sur l'ensemble du territoire de notre Région, tout en assurant la concertation avec le régulateur bruxellois des marchés du gaz et de l'électricité ;
- d'assurer une meilleure **sensibilisation** et **information** des consommateurs sur l'impact environnemental du choix de carburant de leurs véhicules ;
- de **favoriser** toute autre mesure pouvant contribuer à la mise en œuvre d'un réel « fuel shift » dans notre Région, en sorte de nous assurer une **meilleure qualité de l'air**. »

C'est dans ce contexte que BRUGEL, en tant que régulateur régional, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, a lancé une étude technico-économique sur le développement d'infrastructures de ravitaillement pour véhicules GNC raccordées sur le réseau de distribution de gaz bruxellois.

Cette étude vise à :

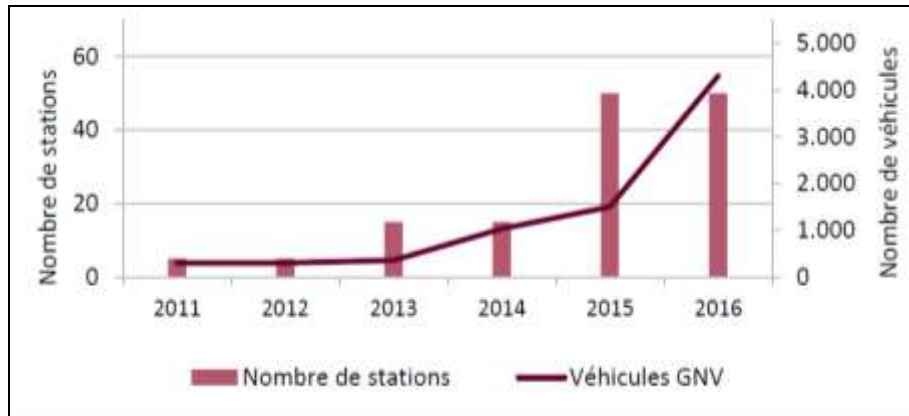
- a) établir un état de l'art de la technologie GNC (véhicules et infrastructures de ravitaillement),
- b) établir un état des lieux du déploiement de cette technologie,
- c) déterminer un potentiel du déploiement de cette en Région de Bruxelles-Capitale aux horizons 2020 et 2025 ainsi que d'évaluer l'impact de ce déploiement sur le réseau de gaz du gestionnaire de réseau de distribution bruxellois, SIBELGA ;
- d) Réaliser une analyse coûts/bénéfices du déploiement d'un réseau d'infrastructures de ravitaillement pour véhicules au GNC et déterminer des mesures d'appui au déploiement d'une infrastructure de ravitaillement au GNC.

Les résultats de cette étude seront publiés par BRUGEL en septembre 2017.

5.3.2 En Flandre

La Flandre possède une avance importante en ce qui concerne le déploiement d'infrastructure de ravitaillement par rapport aux autres régions du pays. En effet, 52 des 58 stations se situent en Région Flamande.

Comme l'illustre la figure suivante, le déploiement des stations s'est drastiquement accéléré en 2015 et s'est accompagné une année plus tard, d'une augmentation substantielle du nombre de véhicules immatriculés.



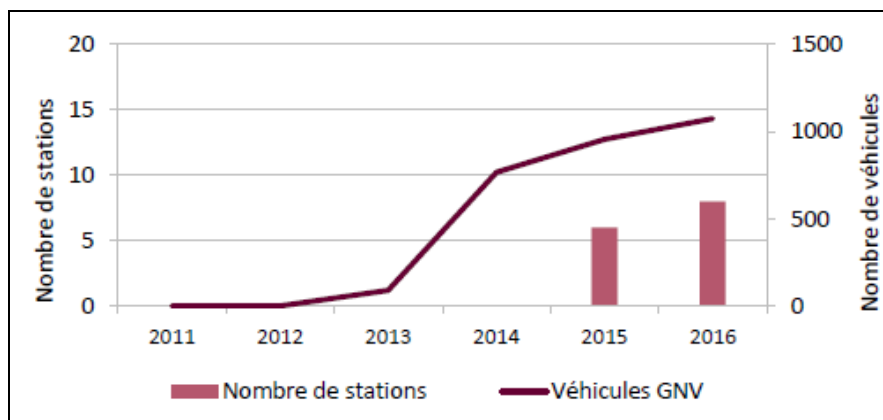
Source : SIA Partners

En 2015, la Flandre a mis en place « un Actieplan Clean Power for Transport » suite à la directive européenne « Clean power for transport ». Pour développer l'utilisation des véhicules GNC, la Région Flamande a ainsi mis en place toute une série de mesures dont l'adoption d'une fiscalité automobile incitative qui se traduit notamment par l'exemption des taxes de circulations et de mise en circulation jusqu'en 2020 pour les utilisateurs de véhicules GNC.

5.3.3 En Wallonie

La Wallonie comptait quant à elle 6 stations de ravitaillement pour 877 véhicules immatriculés en 2016.

C'est en 2015 que les premières stations ont vu le jour en Wallonie.



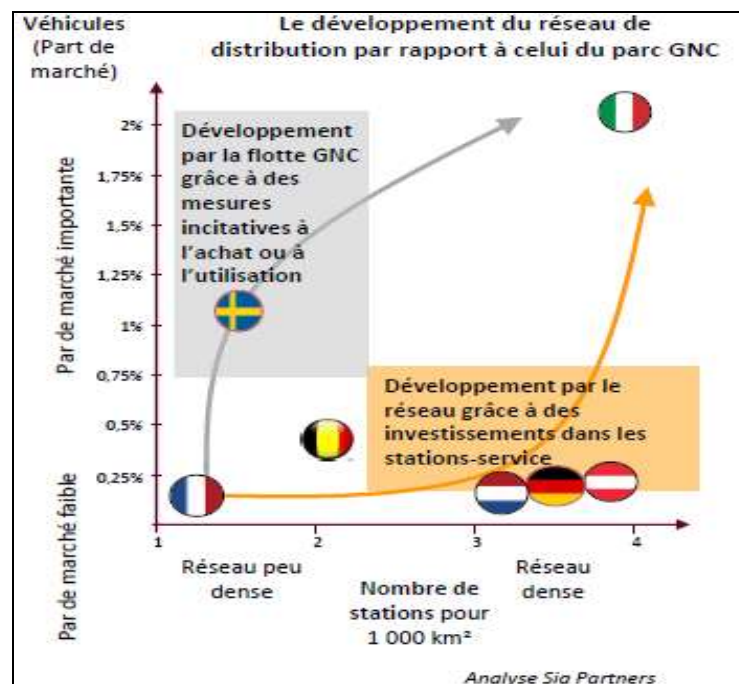
Source : SIA Partners

Dernièrement, le Ministre wallon de la Mobilité et de l'Environnement a annoncé que 100% de la flotte publique wallonne de véhicules serait remplacé par des véhicules à carburant alternatif.

5.3.4 En Europe

Au niveau européen, l'Italie est incontestablement le pays en Europe le plus avancé sur la question du développement de la filière GNC (tant sur le nombre de véhicules que sur celui des stations de ravitaillement). L'engagement de ce pays envers cette technologie est lié aux aspects environnementaux mais aussi au faible coût du ravitaillement.

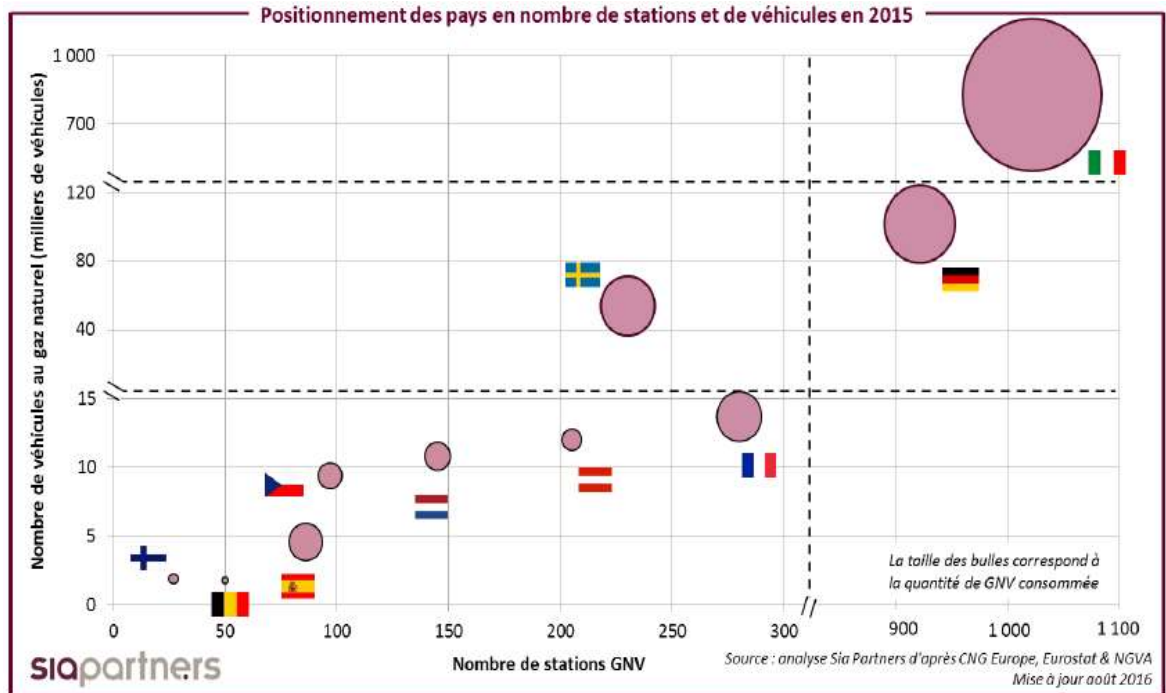
La figure suivante illustre la position particulière de l'Italie ainsi que les orientations stratégiques d'autres pays européens pour développer la filière GNC.



Source : SIA Partners

L'Italie, l'Autriche, l'Allemagne et les Pays-Bas sont les pays qui disposent d'un réseau de stations GNC le plus dense et ce sont l'Italie et la Suède qui disposent des parts de marché propres sur les véhicules GNC les plus importantes.

Les données relatives aux nombres de stations et de véhicules GNC sont reprises pour ces pays dans le tableau ci-après :



Source : SIA Partners

5.4 Proposition d'adaptation du cadre légal

Dans le cadre de notre mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, BRUGEL souhaite, à ce stade de la réflexion, émettre quelques propositions visant à adapter le cadre légal pour faciliter le déploiement des infrastructures de type GNC.

Ces adaptations sont reprises suivant les thématiques suivantes :

- L'utilisation sans contrat pour le ravitaillement pour véhicules roulant au GNC

A l'instar de la motivation liée au développement des points de recharge de véhicules électriques, les utilisateurs qui ravitaillent leur véhicule via un point de ravitaillement public au GNC ne doivent pas disposer de contrat de fourniture avec le fournisseur d'énergie.

Dès lors, BRUGEL propose, d'instaurer une disposition dans l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché régional du gaz pour permettre à l'utilisateur d'un point de ravitaillement au GNC de ne pas conclure de contrat avec l'exploitant de ce point ou le fournisseur de gaz.

- Absence d'obligation de disposer de licence de fourniture pour les exploitants d'un point de ravitaillement au GNC

BRUGEL est d'avis qu'il est nécessaire de réglementer le cadre légal relatif à la fourniture de gaz par les exploitants de point de ravitaillement au GNC aux utilisateurs de véhicules de ce type.

A l'instar des adaptations demandées au sujet de l'obligation de disposer d'une licence de fourniture pour les exploitants d'un point de recharge électrique¹⁷, BRUGEL est d'avis que le service de ravitaillement au GNC est un service qui ne nécessite pas l'obtention d'une licence de fourniture et ce notamment pour les raisons suivantes :

- il s'agit davantage d'une prestation de service que d'une vente.
- Le gaz fourni a été soumis à toutes les impositions légales pertinentes ;
- la mise à disposition d'énergie n'entre pas en concurrence avec les activités des fournisseurs ;
- le principe de l'éligibilité est respecté (la clientèle est mobile et non dépendante d'un point de rechargement).

BRUGEL recommande, dès lors, d'ajouter dans l'ordonnance gaz une nouvelle disposition qui indique que toute entreprise qui offre un service de ravitaillement pour véhicules au GNC est dispensée de l'obligation de disposer d'une licence de fourniture.

¹⁷ Voir BRUGEL-AVIS-20160527-220 relatif au développement des infrastructures de recharge de véhicules électriques, accessibles au public, en Région de Bruxelles-Capitale

6 Services de flexibilité

Les services de flexibilité énergétique visent à valoriser la capacité des consommateurs et des petits producteurs à modifier leur profil de consommation et/ou de production en fonction de signaux extérieurs envoyés par les acteurs du marché de l'électricité. Actuellement plusieurs clients raccordés en distribution (sur la moyenne tension) offrent leurs services de flexibilité à ELIA pour l'équilibrage du système électrique. Ces clients offrent, via des agrégateurs, principalement des services de flexibilité dans le cadre des produits « RI-Asymétrique¹⁸ », R3DP¹⁹ et SDR²⁰ d'ELIA qui ont pour objectifs de constituer des réserves pour gérer l'équilibre entre la demande et l'offre d'électricité dans la zone de réglage belge.

En outre, ELIA développe une plateforme dénommée *Bidladder*²¹ avec pour objectif d'étendre la participation au marché de l'équilibrage (*balancing*), via les offres libres (*Free bids*), à des unités de type non CIPU (grandes unités raccordées sur le réseau de transport). La demande des services de flexibilité devrait donc connaître un essor considérable avec la mise en œuvre des initiatives d'ELIA et le développement attendu des demandes issues des BRP (responsables d'équilibre sur la zone de réglage belge).

Toutefois, le cadre légal actuel s'avère insuffisant pour le développement de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale. En effet, même si le cadre réglementaire, dans sa formulation actuelle, ne contient pas d'obstacles majeurs à la mise en œuvre d'un marché de la flexibilité, ne permet pas son développement rapide et optimal. Il est de ce fait incomplet.

6.1 Evolution du cadre légal

Au niveau fédéral, un modèle de marché de la flexibilité est déjà en préparation et devrait s'appuyer sur les propositions de la CREG formulées dans son rapport du 5 mai 2016²². Ces propositions visent essentiellement à supprimer les barrières qui empêchent d'utiliser au maximum les ressources de la flexibilité disponibles sur tous les réseaux électriques (y compris le transport régional et le réseau de distribution). L'étude de la CREG a identifié deux réformes majeures pour une exploitation optimale des sources de flexibilité. Il s'agit de :

¹⁸ Ce produit est destiné au réglage primaire du réseau d'ELIA.

¹⁹ Le projet (R3 Dynamic profile) est un produit destiné à gérer l'équilibre entre la demande et l'offre d'électricité dans la zone belge. Ce produit vise à valoriser, renouvelé par la CREG pour 2016, l'effacement de charges des gros clients raccordés en réseau de distribution pour participer au réglage tertiaire d'ELIA. La mise en œuvre de ce produit nécessite la conclusion d'un contrat entre les GRD et les opérateurs de flexibilité (dénommés FSP). Ces contrats concernent le comptage et la qualification des installations des clients concernés par l'activité de flexibilité.

²⁰ SDR (Strategic Demand Reserves) : services de flexibilité faisant partie de la réserve stratégique pour l'hiver (du 1/11/2015 au 31/3/2016), réalisés au moyen de la réduction de la consommation d'électricité d'URD, achetés par Elia à un ou plusieurs FSP

²¹ Il s'agit d'une solution permettant aux clients finaux de valoriser leur flexibilité auprès d'un tiers différent de leur fournisseur. Des solutions de compensation financières sont proposées pour compenser le fournisseur pour l'énergie fournie mais non consommée. Le transfert d'énergie désigne donc l'activation de la flexibilité impliquant deux BRP et/ou deux fournisseurs distincts.

²² « Les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique ».

1. Établir des règles pour le transfert d'énergie²³
2. Ouvrir les marchés d'électricité aux produits de flexibilité.

Ces propositions répondent en partie à une demande des acteurs du marché de définir un cadre légal pour le développement optimal du marché de la flexibilité. Les principales conséquences de ces propositions sont les suivantes :

- ✓ Pour la mise en œuvre de la première proposition (transfert d'énergie), il faut disposer des données du registre d'accès pour identifier les acteurs impliqués et d'accéder aux données de comptage. Pour certains produits de flexibilité, les données doivent être transmises en « proche du temps réel » et avec une granularité plus fine que les 15 mn. Ces contraintes ne conviennent pas aux systèmes de gestion de données actuels des GRD.
- ✓ L'ouverture du marché de l'énergie aux produits de la flexibilité doit passer par deux réformes importantes : permettre l'harmonisation des produits de la flexibilité (actuellement les technologies offrant de la flexibilité sont discriminés pour la participation à ces produits) et leur accès aux marchés d'électricité (actuellement réservés uniquement aux grandes installations raccordés sur le réseau d'ELIA). Pour atteindre cet objectif, ELIA souhaite créer une plateforme informatique centrale (appelée BidLadder) pour l'échange de données sur l'activation des produits de flexibilité. Étant donné que ces informations doivent venir des registres d'accès gérés par les GRD (pour les clients raccordés sur la distribution), une collaboration entre les GRD et ELIA est mise en œuvre pour la définition des modalités des échanges de données pour cette plateforme ou pour la future Data-Hub en préparation.

Au niveau régional, il y a lieu de clarifier le rôle et les responsabilités de chaque acteur et de définir les mesures de protection des utilisateurs du réseau qu'ils soient actifs ou non sur ce nouveau marché des services.

BRUGEL est donc d'avis pour la mise en place d'un cadre légal favorable pour le développement de la flexibilité en conformité avec le respect du principe de l'équilibre des intérêts et des tendances européennes. Il s'agit prioritairement de la mise en œuvre d'une réglementation en ce qui concerne :

- la définition des rôles et responsabilité des acteurs en particulier celui du facilitateur du marché;
- la consécration légale de certains principes de base ;
- l'activité de sous-comptage.

Pour y arriver, BRUGEL a lancé une consultation publique afin de recueillir les avis des acteurs du marché sur les orientations générales de BRUGEL exprimées dans son étude²⁴ sur le marché de la flexibilité, et leurs réponses à un questionnaire complémentaire annexé à cette étude. Le questionnaire portait sur la protection des clients « actifs ou non » sur le marché de la flexibilité, sur la gestion des réseaux de distribution et sur le bon fonctionnement du marché.

²³ Il s'agit d'une solution permettant aux clients finaux de valoriser leur flexibilité auprès d'un tiers différent de leur fournisseur. Des solutions de compensation financières sont proposées pour compenser le fournisseur pour l'énergie fournie mais non consommée. Le transfert d'énergie désigne donc l'activation de la flexibilité impliquant deux BRP et/ou deux fournisseurs distincts.

²⁴ BRUGEL-ETUDE-20161014-13 relative au développement du marché de flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale.

En outre, le scope visé par la consultation est relativement large car tous les clients susceptibles d'offrir de la flexibilité sont pris en considérations indépendamment de leur niveau de raccordement au réseau électrique de la Région de Bruxelles-Capitale.

Tenant compte des avis reçus lors de cette consultation, BRUGEL attire l'attention sur certains choix stratégiques. Il s'agit en particulier des points suivants :

6.2 Rôle de facilitateur du marché :

Compte tenu de la qualité des prestations fournies par le GRD, BRUGEL appuie pleinement le rôle du GRD en tant que facilitateur du marché. Néanmoins, elle considère que le cadre légal doit également prévoir des balises encadrant cette activité.

Dès lors, BRUGEL recommande de compléter l'article 4 de l'avant-projet d'ordonnance par certaines balises : 12° [...]. Dans ce cadre :

- Il prend toutes les mesures nécessaires pour garantir son indépendance par rapport à tous les acteurs du marché et éviter les conflits d'intérêt ;
- Il doit être neutre, ne pas prendre des positions qui pourraient avoir un impact négatif sur le marché et doit assurer un accès non discriminatoire à l'information dont il dispose;
- Il doit assurer la confidentialité et la sécurité des données et respecter la vie privée des personnes;
- le traitement des données doit être transparent et sur base d'une procédure bien définie.

6.3 Rôle de fournisseur de services énergétiques :

Il semble évident que l'introduction des nouveaux rôles pour les acteurs du marché, en particulier le rôle des nouveaux intermédiaires, notamment les agrégateurs et les fournisseurs de services énergétiques, est important pour bâtir un marché efficient de la flexibilité mettant en œuvre les mécanismes de la gestion de la demande. Toutefois, compte tenu de son impact potentiel sur la sécurité du système, aux flux financiers associés à l'activité et aux problèmes potentiels de « Privacy », on se doit de réfléchir à réglementer l'accès à la profession d'agrégateur et aux critères à mettre en place pour autoriser un acteur à pratiquer cette activité.

Dans cette optique, BRUGEL préconise, à l'image de la licence de fourniture d'énergie, l'obligation de détenir une licence pour la fourniture des services de gestion de la demande. Cette licence doit être établie dans le respect de certaines conditions préalablement déterminées.

6.4 Gestion de l'activité de comptage de la flexibilité :

Pour la mise en œuvre du marché de la flexibilité, il y a lieu de définir un cadre légal pour la gestion des compteurs secondaires (compteurs situés derrière le compteur de tête appartenant au GRD) et du comptage de la flexibilité.

Ce cadre doit statuer sur les fonctions suivantes :

- Le relevé et la gestion du compteur de la partie de la consommation des sites des utilisateurs participants au marché de la flexibilité ; ceci nécessite l'installation d'un compteur secondaire (submetering) officiellement agréé (éventuellement par SYNERGRID ou par le GRD concerné);
- La mise à disposition du marché et du client final, conjointement aux courbes réelles, de la courbe de référence estimée selon une convention établie entre toutes les parties pour fournir une indication objective de l'activation de la flexibilité.

Il ressort des résultats des consultations menées par BRUGEL, les constats suivants :

- La granularité des compteurs de tête appartenant aux GRD (données agrégées sur une période de 15 minutes) ne permettent pas d'enregistrer les activations des services de flexibilité pour certains produits d'ELIA (cas des réserves R1 et R2). Pour les activations au-delà des 15 minutes, le compteur de tête (intelligent) devrait pouvoir les enregistrer et les communiquer aux parties concernées pour un contrôle ex-post de ces activations.
- Le modèle de transfert d'énergie de la CREG n'est applicable que si les acteurs du marché n'arrivent pas à obtenir un accord sur la compensation de l'énergie activée.
- Certains clients utilisent déjà leurs propres compteurs pour offrir des services de flexibilité à ELIA.
- Le sous-comptage est plus qu'un simple enregistrement de données en temps quasi-réel. Les sous-compteurs font souvent partie d'un système de management énergétique intégré du client. Les données fournies par les sous-compteurs peuvent être utilisées afin de comparer les offres de services.
- En cas de contestation, seules les valeurs indiquées sur le compteur de tête doivent faire foi.

Tenant compte de ces considérations, BRUGEL pense qu'il serait judicieux de ne pas attribuer une mission légale au GRD pour l'installation et la gestion des sous-compteurs mais de renforcer son rôle de facilitateur du marché évoqué précédemment pour intégrer les fonctions suivantes :

- La mise à disposition du marché et du client final des courbes réelles enregistrés sur les compteurs de têtes pour contrôler la bonne exécution des activations des services de flexibilité,

- La mise à disposition du marché et du client final de la courbe de référence estimée selon une convention établie entre toutes les parties pour fournir une indication objective de l'activation de la flexibilité.
- Prévoir lors du déploiement des compteurs intelligents, un port de communication avec les sous-compteurs du client.

En outre, BRUGEL n'exclue pas à ce stade de la réflexion, la possibilité de confier au GRD une mission de service public au profit des clients directement ou indirectement impactés par le marché de la flexibilité. En effet, les fonctionnalités apportées par les nouvelles technologies risquent, par nature, de ne pas être accessibles à ceux qui sont coupés de ces moyens. On parle alors de « fracture numérique ou technologique ». On se doit de réfléchir à offrir la protection à ceux qui ne peuvent pas aujourd'hui accéder à l'ensemble de ces moyens.

6.5 Le développement de nouvelles technologies : cas des unités de stockage chez les particuliers

La flexibilité issue des clients résidentiels de basse tension semble arriver plus vite que prévue! Certains acteurs, explorent des options pour rendre rentable l'investissement d'un particulier sur une batterie de stockage. Les pionniers dans ce domaine proposent à leurs clients résidentiels (essentiellement des auto-producteurs PV) d'investir dans une batterie et de mettre à disposition une partie de sa capacité pour participer aux réserves primaires du transporteur (cas de TTenneT au Pays-Bas). Le client se voit rémunérer un tarif annuel fixe pour la mise à disposition de cette capacité de stockage mise à disposition, ce qui lui permet de récupérer une partie du coût d'achat.

Tenant compte de cette évolution, BRUGEL a décidé de mener une réflexion sur cette problématique afin d'identifier les éventuels obstacles au développement de ces produits, voire des incitants à mettre en œuvre compte-tenu des services que cette technologie pourrait offrir au système électrique dans son ensemble.

Ci-après un état des lieux succinct de la mise en oeuvre de cette technologie.

6.6 Généralités :

Au cours des dernières années l'activité de stockage d'électricité a connu un développement impressionnant. De nombreux projets de recherche et développement ont été consacré au stockage d'électricité²⁵. Le contexte de la transition énergétique a également augmenté les applications potentielles de systèmes de stockage d'électricité. Les évolutions du paysage énergétique, une

²⁵ X. Luo et al./ *Applied Energy* 137 (2015) pages 511-563 : Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Consultable sur: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290?via%3Dihub>

production d'électricité de plus en plus décentralisée, une augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et une augmentation d'autoproduiteurs compliquent le maintien de la stabilité et de l'équilibre des réseaux d'électricité. Les systèmes de stockage ont la capacité d'apporter des solutions efficaces et économiques, dont la flexibilité, à plusieurs contraintes de réseau et permettent de contribuer à la transition énergétique en facilitant l'intégration des énergies renouvelables générées de façon décentralisées.

L'électricité ne se stocke pas facilement comme d'autres ressources énergétiques comme par exemple le gaz naturel, le charbon ou le pétrole. Il existe une variété de technologies de stockage d'électricité. Si ces technologies peuvent être très différentes dans leur fonctionnement, le principe appliqué est similaire : convertir l'électricité en une autre forme d'énergie intermédiaire et stockable (potentielle, cinétique, chimique, thermique) et retransformer celle-ci en électricité, gaz ou chaleur quand on en a besoin. Il existe plusieurs types de stockage d'électricité qu'on classe généralement selon la technologie utilisée.

D'autres propriétés des technologies de stockage d'électricité sont, entre autres, la vitesse de réaction, la durée de charge et de la décharge, la puissance instantanée et la densité énergétique. Le tableau suivant regroupe les principaux domaines d'application pour les systèmes de stockage d'électricité.

Domaine d'application	Caractéristiques demandées des systèmes solutions	Technologies applicables
Qualité de l'énergie (R1, R2, ...)	<ul style="list-style-type: none"> • < 1 MW • Temps de réaction : millisecondes • Durée de décharge : millisecondes à secondes 	<ul style="list-style-type: none"> • Flywheel • Batteries • SMES • Condensateurs et supercondensateurs
Fault-ride-through et back-up (bridging power)	<ul style="list-style-type: none"> • 100 kW – 10 MW • Temps de réaction : <1 seconde • Durée de décharge : secondes à heures 	<ul style="list-style-type: none"> • Batteries • Batteries à flux
Gestion de l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> • À partir d'environ 1 MW • Temps de réaction : minutes • Durée de décharge : heures à jours 	<ul style="list-style-type: none"> • Pompage-turbinage • CAES • Stockage thermique • Batteries • Batteries à flux

Tableau 1: Principales applications d'installations de stockage d'énergie, (Luo, Wang, Dooner, & Clarke, 2015)

6.7 Intégration des unités de stockage au réseau électrique :

Le raccordement d'une installation de stockage peut se faire à plusieurs niveaux de tension au réseau électrique. Selon le type d'installation de stockage et son utilité, le raccordement peut se faire au réseau de transport fédéral (THT), au réseau régional (HT), au réseau de distribution (MT et BT), dans un réseau privé (industriel), dans un réseau fermé ou dans un microgrid. Les conditions de raccordement peuvent dépendre du point de raccordement mais aussi de la puissance des installations de stockage. Ces conditions de raccordement sont actuellement en discussion entre les régulateurs régionaux et SYNERGRID.

Les installations de stockage d'électricité sont particulièrement utiles en combinaison avec une installation de production d'électricité de source renouvelable. Cette source d'électricité est caractérisée par l'intermittence et le stockage peut faciliter l'intégration de l'électricité produite de sources d'énergie renouvelables et sa valorisation. Dans son étude relative au parc photovoltaïque en région de Bruxelles-capitale 2014²⁶, Brugel est arrivée à la conclusion qu'un autoproducteur résidentiel consomme près de 50 % de sa propre production photovoltaïque en absence d'un système de stockage. Le reste est injecté dans le réseau électrique. Une batterie de stockage d'électricité pourrait encore augmenter l'autoconsommation et l'autonomie.

Il est intéressant à noter que la fin de la compensation pour le photovoltaïque pourrait entraîner un effet positif pour le développement de batteries de stockage d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. En effet, à partir de la mise en œuvre du nouveau MIG, le prosumer ne bénéficiera plus de la compensation (qui par définition fait annuler ses coûts réseau pour ses consommations). La combinaison de l'installation photovoltaïque avec un système de stockage augmente considérablement la part de la production autoconsommée, diminuera le recours au réseau d'électricité et donc aussi les coûts liés à cette utilisation du réseau ce qui peut aider à rendre une batterie électrique rentable.

Le business case de l'installation d'un système de stockage d'électricité chez un client résidentiel ne semble aujourd'hui pas encore rentable en Belgique. Toutefois, les prix des batteries ont une tendance à la baisse et les modèles de batteries offertes sur le marché ne cessent pas d'augmenter en nombre. En Allemagne et aux Pays-Bas, il existe des business cases qui permettent aux propriétaires de batteries de contribuer aux réserves primaires via un agrégateur ce qui génère un revenu supplémentaire permettant de récupérer une partie du prix d'achat d'une batterie sur plusieurs années.

Pour pouvoir participer à ces cas d'utilisation, il faut se référer aux besoins de flexibilité à satisfaire. À ce niveau on considère principalement la réactivité et la durée de charge-décharge de la solution. Une réactivité très élevée avec une courte durée de charge-recharge permet de satisfaire aux besoins de stabilité et qualité du réseau en participant par exemple aux réserves automatiques du transporteur (R1 et R2) ou à l'effacement d'une pointe de courte durée. Une durée de charge-recharge moyen (jusqu'à plusieurs heures) permet de participer à la réserve tertiaire du transporteur, la gestion des congestions, et pallier à un « voltage dip » ou une coupure en servant comme back-up. Les systèmes ayant une réactivité et une durée de décharge relativement longue apportent une utilité au niveau de la gestion de l'énergie comme par exemple au lissage de la courbe de charge, l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes et le stockage domestique.

²⁶ ETUDE-20151028-11 du 30 octobre 2015 relative au parc photovoltaïque en région de Bruxelles-capitale – 2014

6.8 Besoin d'un cadre légal pour l'intégration des unités de stockage au réseau électrique :

BRUGEL constate qu'il n'y a à ce jour pas encore de cadre légal pour le stockage d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. En dehors de la Région de Bruxelles-Capitale, l'intérêt pour le stockage d'électricité est fort marqué et se traduit par les travaux suivants :

- Un avant-projet de loi fédérale est actuellement élaboré pour modifier la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité afin d'y intégrer les sujets de la flexibilité et du stockage d'électricité.
- L'accord de gouvernement fédéral du 9 octobre 2014 témoigne également de la volonté de faire développer le stockage de l'électricité :
*« Le stockage de l'électricité est l'un des enjeux majeurs dans les années à venir. Le gouvernement encouragera la R&D et les investissements dans les capacités de stockage d'électricité. »*²⁷ ;
- Le projet « *Clean Energy For All Europeans* » de la commission européenne prévoit également un cadre favorisant le développement du stockage d'électricité.

Les pays voisins comme l'Allemagne et les Pays-Bas sont relativement plus avancés en ce qui concerne la législation et l'application d'installations de stockage. En Allemagne, l'électricité qui est stockée à finalité d'être réinjectée dans le réseau peut profiter, sous conditions, d'une diminution de la taxe d'utilisation du réseau qui sert à financer les énergies renouvelables (EEG-Umlage).²⁸ En plus de cela, la Bundesnetzagentur (Agence fédérale des réseaux) veille à ce que les installations de stockage ne font pas objet d'une double taxation.²⁹

Il serait donc opportun de réfléchir à la création d'un cadre légal pour le stockage en Région de Bruxelles-Capitale, dans lequel les offreurs et demandeurs du stockage d'électricité peuvent agir. Identifier des éventuelles barrières au développement du stockage d'électricité et les enlever ou introduire des soutiens pourrait envoyer des signaux au marché en fournissant un certain degré de protection et de sécurité aux acteurs concernés, qui seront capables de mieux se projeter dans l'avenir. Ces signaux pourraient favoriser les investissements et finalement le développement des

²⁷ Gouvernement fédéral : Accord de gouvernement, 9 octobre 2014, p.97 - Consultable sur : http://premier.fgov.be/sites/default/files/articles/Accord_de_Gouvernement_-_Regeerakkoord.pdf

²⁸ Gouvernement de la République fédérale d'Allemagne. §61k. Consultable sur : https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html

²⁹ Gouvernement de la République fédérale d'Allemagne. §85.5. Consultable sur : https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html

systèmes de stockage d'électricité. À noter que l'introduction d'un éventuel soutien doit se faire uniquement lorsque l'intérêt général le justifie.

Comme la CREG l'a souligné dans l'étude I412³⁰, BRUGEL est également d'avis qu'il faudrait opter pour l'application de mesures qui sont neutres sur le plan technologique. Il existe plusieurs technologies de stockage à des niveaux de maturité différents et adaptées à différents types de service. Des mesures qui visent des technologies de stockage en particulier pourraient entraîner un risque de discrimination, c'est-à-dire bloquer le développement de technologies qui font actuellement l'objet de recherche et développement, qui pourraient devenir commercialisables dans un futur proche et répondre d'une manière efficace sur le plan technico-économique aux besoins du système électrique belge.

En outre, il serait utile de caractériser clairement l'unité de stockage : selon le cas, elle peut être considérée comme une installation de production ou une comme installation de consommation d'électricité. En effet, l'essence du stockage d'électricité est d'absorber de l'électricité, la stocker et de la libérer (ou décharger) ultérieurement. Cette décharge peut être une réinjection dans le réseau d'électricité ou directement consommée. Il y a lieu donc de réfléchir aux moyens d'éviter une double taxation de ces unités de stockage lorsqu'elles répondent aux besoins du système électrique. L'avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit entre autre d'exonérer le stockage de la cotisation fédérale et de permettre la mise en place d'un régime tarifaire spécifique pour toute installation de stockage. Au niveau régional, il est important de réfléchir lors des projets futurs de modification de la méthodologie tarifaire aux moyens de favoriser l'usage de ces batteries pour le soutien au système électrique.

Dès lors, BRUGEL recommande d'intégrer dans les textes officielles en révision actuellement (ordonnance électricité, règlement technique) un cadre légal favorisant le développement du stockage d'électricité en prenant en compte les points suivants :

- La définition du concept de stockage, des compétences liées au stockage et les acteurs concernés,
- L'identification et l'enlèvement d'éventuelles barrières et selon nécessité l'introduction de soutiens au développement du stockage d'électricité, lorsque l'intérêt général le justifie.
- L'importance de respecter l'application de mesures qui sont neutres sur le plan technologique.
- L'importance du principe de comparabilité des offres.

³⁰ CREG : Etude (F)150423-CDC-1412. Consultable sur : <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1412NL.pdf>

7 Conclusion

L'objectif de cet avis est de formuler aux autorités régionales des orientations pour un traitement intégré du développement du marché des services qui évolue sans un cadre réglementaire claire. Ces orientations sont basées sur des éléments pertinents issus des études ou des consultations des acteurs du marché et adaptés au contexte bruxellois et qui tient compte des environnements national et européen relatifs aux développements de ces nouveaux services.

Les recommandations formulées dans cet avis ne sont pas figées ni complètes car les thématiques abordées (flexibilité, véhicules électriques, batteries de stockage...) sont en constante évolution. BRUGEL continuera donc ses réflexions sur ces matières en concertation avec toutes les parties concernées par ce nouveau marché.

Toutefois, les principales balises pour la mise en œuvre d'un cadre légal sont relativement mures pour les implémenter maintenant dans la législation bruxelloise. BRUGEL se met donc à disposition des autorités régionale pour échanger davantage sur les orientations ou les recommandations formulées dans cet avis.

* *

*