Etude relative à la mise en œuvre des échanges de pair à pair (peer to peer trading) en Région wallonne

Rapport final du 3 février 2023

Table des matières

1 Introduction 5
2 Benchmarking & analyse SWOT 6
2.1 Analyse de la transposition bruxelloise 7
2.1.1 Cadre législatif 7
2.1.2 Définitions 7
2.1.3 Description du mécanisme 8
2.1.4 Obligation des parties 11
2.1.5 Aspects de tarification 14
2.1.6 Répartition de la production 16
2.1.7 Description de la procédure à suivre pour la mise en place d'un échange P2P 18
2.1.8 Procédure de communication des données de comptage 21
2.1.9 Procédures en cas de non-paiement 21
2.1.10 Règlement des litiges 22
2.1.11 Analyse SWOT 22
2.2 Analyse de la transposition flamande 23
2.2.1 Cadre législatif 23
2.2.2 Définitions 24
2.2.3 Description du mécanisme 26
2.2.4 Périmètre couvert par le dispositif 27
2.2.5 Aspects tarification 28
2.2.6 Description de la procédure à suivre pour la mise en place d'un échange P2P 29
2.2.7 Autres informations 39
2.2.8 Analyse SWOT 43
2.3 Analyse de la transposition Portugaise 44
2.3.1 Cadre législatif 44
2.3.2 Définitions 44
2.3.3 Description du mécanisme 46
2.3.4 Enregistrement de l'UPAC 50
2.3.5 Types d'enregistrement 51
2.3.6 Frais de licence 52
2.3.7 Comptage de l'énergie 53
2.3.8 Aspects tarification 54

2.4 Analyse de la transposition néerlandaise 59
2.4.1 Introduction 59
2.4.2 Projets retenus 59
2.4.3 Cadre législatif 61
2.4.4 Définitions 63
2.4.5 Périmètre couvert par le dispositif 65
2.4.6 Eléments techniques mis en place 65
2.4.7 Eléments administratifs à mettre en place 67
2.4.8 Aspects tarification 70
2.4.9 Entité similaire à Powerpeers en Belgique : Bolt 71
2.4.10 Analyse SWOT 73
2.5 Analyse de la transposition française 74
2.5.1 Cadre législatif 74
2.5.2 Périmètre et définition 74
2.5.3 Obligations des parties 75
2.5.4 Règles de répartition de l'électricité partagée 76
2.5.5 Aspects de tarification des frais de réseau 76
2.5.6 Surplus de production 77
2.5.7 Description globale de la procédure 78
2.5.8 Analyse SWOT 80
3 Analyse économique de l'impact des modalités de la mise en place d'un échange P2P 81
3.1 Objectifs 81
3.2 Impact sur le consommateur 82
3.2.1 Le prix des volumes échangés 82
3.2.2 Les volumes d'électricité échangés 83
3.2.3 La simultanéité réelle entre les moments de production et de consommation 83
3.2.4 Impact sur le prix des volumes résiduels 83
3.2.5 Impact pour les autres utilisateurs du réseau 84
3.3 Impact sur les fournisseurs 85
3.3.1 Estimations des volumes résiduels et des frais d'équilibrage 85
3.3.2 Gestion des impayés et répercussions pour les fournisseurs 86
3.3.3 Augmentation des frais de gestion et de comptage 87
3.3.4 Répercussion sur le prix de l'électricité 87

3.4 Impact sur le gestionnaire de réseau 88
3.4.1 Dimensionnement du réseau 88
3.4.2 Impact sur la qualité et le niveau de tension du réseau 89
3.4.3 Impact de la distance entre la production et la consommation 89
3.4.4 Gestion administrative et coûts de comptage 90
3.5 Impact pour le régulateur 91
3.5.1 Rôle consultatif, organisationnel & d'arbitrage 91
3.5.2 Cas spécifique wallon : Gestion des autorisations 91
3.6 Récapitulatif des impacts envisagés 93
4 Recommandations 94
4.1 Objectifs 94
4.2 Approche 94
4.3 Présentation des dispositions 95
4.3.1 Disposition # 1 : Désignation de l'interlocuteur 95
4.3.2 Disposition # 2 : Compteur communicant, AMR et régime de comptage 97
4.3.3 Disposition # 3 : Caractère exclusif 100
4.3.4 Disposition # 4 : Contrat chez un fournisseur 102
4.3.5 Disposition # 5 : Signature d'une convention 103
4.3.6 Disposition # 6 : Formulaire d'autorisation 105
4.3.7 Disposition # 7 : Tarification 108
4.3.8 Disposition # 8 : Périmètre géographique 110
4.3.9 Disposition # 9 : Facturation du gridfee 112
4.3.10 Disposition # 10: One-to-many et Many-to-one 116
4.3.11 Disposition # 11 : Absence de licence de fourniture pour le client final autoproducteur 118
4.4 Synthèse des recommandations 120
5 Conclusions 124

1 Introduction

Le décret du 5 mai 2022, modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et (UE) 2018/2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire, a introduit la notion « *d'échanges de pair-à-pair d'énergie renouvelable* » au sein du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ci-après dénommé le "décret électricité").

Suite à l'adoption de ce décret et au vu du rôle central donné à la CWaPE, en lui confiant notamment la mission d'autoriser les activités d'échanges de pair-à-pair, une étude relative à l'échange de pair à pair en Wallonie a été mandatée par la CWaPE au bureau Deplasse & Associés. Celle-ci vise à appuyer la CWaPE :

1. Dans l'évaluation des modalités encadrant la mise en œuvre des échanges de pair à pair.
2. Dans les conseils à transmettre au Gouvernement wallon.
3. Dans l'élaboration d'un projet de contrat-type d'échange de pair à pair.

Afin de réaliser cette étude, une analyse du marché a été réalisée sur base d'une méthodologie structurée en 4 phases.

Phase 1 :	**Phase 2 :**	**Phase 3 :**	**Phase 4 :**
Benchmarking des modalités d'échange de pair à pair mises en œuvres des les autres Régions belges et autres pays	Analyse SWOT des modalités étudiées	Analyse économique et financière de l'impact des modalités de la mise en place d'un échange de pair à pair	Propositions et recommandations

2 Benchmarking & analyse SWOT

Le benchmarking des pays européens à analyser s'est effectué selon plusieurs critères sélectionnés par la CWaPE afin de correspondre au mieux à l'écosystème électrique rencontré en Wallonie. Ces critères sont les suivants :

- Plusieurs gestionnaires de réseau de distribution
- Une transposition avancée des directives européennes 2019/944 et 2018/2001
- La présence d'une facturation en cascade pour l'électricité

De ces analyses il est ressorti que seule la Belgique avait transposé l'échange de pair à pair tel qu'indiqué dans la directive. Effectivement, de nombreux de pays européens ont fait le choix de considérer l'échange de pair à pair comme inclus dans le partage d'énergie pouvant être effectué entre les participants à une communauté d'énergie ou dans les opérations d'autoconsommation collective et n'ont donc pas prévu un cadre spécifique pour celui-ci.

Dès lors, cette étude porte plus d'attention sur les 2 autres Régions belges. Cependant, notons que 3 autres pays ont également été analysés car un cadre, couvrant partiellement les échanges de pair à pair, y a été identifié. Les pays concernés sont :

- Le Portugal
- Les Pays-Bas
- La France

Le Portugal avait intégré l'échange de pair à pair dans le décret-loi du 25 octobre 2019. Cependant, celui-ci a été abrogé par le décret-loi du 14 janvier 2022.

Les Pays-Bas prévoient d'intégrer l'échange de pair à pair dans leur nouvelle législation sur l'énergie. Néanmoins, celle-ci en est encore au stade de projet-loi et n'a pas encore été approuvée car bloquée au niveau de la seconde chambre.

Le dernier pays analysé est la France. Dans le cadre de ce rapport, c'est la notion d'autoconsommation collective, activité de partage qui se rapproche le plus du concept d'échange de pair à pair, qui sera analysée.

2.1 Analyse de la transposition bruxelloise

2.1.1 Cadre législatif

L'activité d'échange de pair à pair entre clients actifs a été introduite par l'Ordonnance[1] du 17 mars 2022 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles Capitale. Cette Ordonnance modifie celle du 19 juillet 2001 (organisation du marché de l'électricité-OELEC) et celle du 1ier avril 2004 (organisation du marché du gaz).

Cette Ordonnance transpose la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et transpose partiellement la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

2.1.2 Définitions

Échange de pair à pair

« Échange d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables entre clients actifs sur la base d'un contrat contenant des conditions préétablies régissant l'exécution et le règlement automatique de la transaction soit directement entre les clients actifs, soit par un intermédiaire (Art. 2, al. 1, 68° OELEC) ».

Producteur

« Toute personne physique ou morale produisant de l'électricité (Art. 2, al. 1, 4° OELEC) »

Client actif

« Client final qui exerce une ou plusieurs des activités visées à l'article 13bis, à condition que ces activités ne constituent pas son activité commerciale ou professionnelle principale. *(Art. 2, al. 1, 55° OELEC) »*

Compteur intelligent

« Compteur électronique qui est capable de mesurer l'électricité injectée dans le réseau ou l'électricité prélevée depuis le réseau, en fournissant davantage d'informations qu'un compteur classique, et qui est capable de transmettre et recevoir des données en utilisant une forme de communication électronique (Art. 2, al. 1, 21°ter OELEC) ».

Réseau

[1] Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, telle que modifiée par l'Ordonnance du 17 mars 2022, ci-après « OELEC » : http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/ordonnance/2001/07/19/2001031386/moniteur et https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/ordonnance/2022/03/17/2022020646/moniteur

« Ensemble constitué des câbles et des lignes, ainsi que des branchements, des postes d'injection, de transformation et de répartition, des dispatchings et des installations de télécontrôle et toutes les installations annexes, servant au transport, au transport régional ou à la distribution d'électricité (Art. 2, al. 1, 9° OELEC). »

Source d'énergie renouvelable

« Toute source d'énergie non fossile renouvelable, notamment l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie ambiante, l'énergie géothermique, l'énergie marémotrice, houlomotrice ou d'autres énergies marines, l'énergie hydroélectrique, la biomasse, le gaz de décharge, le gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz (Art. 2, al. 1, 7°bis OELEC). »

Utilisateur du réseau

« Toute personne physique ou morale dont les installations sont raccordées au réseau de transport régional ou au réseau de distribution, directement ou indirectement via un réseau privé, et qui a la possibilité de prélever ou d'injecter de l'énergie électrique sur le réseau (Art. 2, al. 1, 37 OELEC). »

Règlement technique provisoire

« Règlement technique relatif au partage d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, édité par le gestionnaire de réseau bruxellois SIBELGA et régissant les conditions techniques liées aux activités d'échange et de partage[2]. »

2.1.3 Description du mécanisme

L'échange de pair à pair fait référence à l'échange d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables entre clients actifs sur la base d'un contrat contenant les modalités de cet échange.

Le producteur d'énergie renouvelable, ou le cas échéant une tierce partie désignée par ce dernier, va organiser l'échange de pair à pair avec le client actif qui lui achète son électricité autoproduite excédentaire issue d'énergie renouvelable.

Le schéma repris ci-dessous décrit le rôle des différents acteurs prenant part à ce mécanisme d'échange.

[2] Microsoft Word - Partage-Energie-Reglement-Temporaire-FR (sibelga.be)

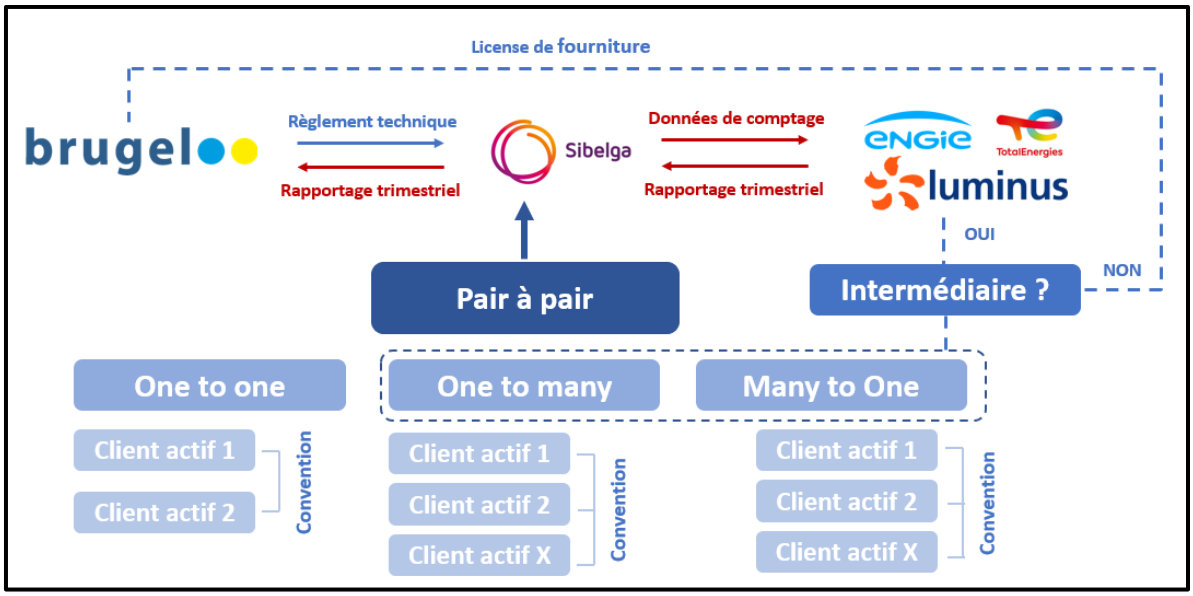

Figure 1 Description du mécanisme d'échange de pair à pair à Bruxelles

En Région bruxelloise, on distingue deux types d'échange de pair à pair, qui se distinguent par le nombre de clients actifs impliqués.

2.1.3.1 L'échange de pair à pair entre deux clients actifs – One to one

Dans ce premier cas, il s'agit d'un échange réalisé entre deux clients actifs raccordés au même réseau. L'un des clients actifs, producteur, revend son excédent de production à un autre client actif, à un prix et des conditions définies dans une convention établie préalablement entre eux.

« Le client actif qui exerce l'activité d'achat par un échange de pair à pair, sans passer par un intermédiaire et sur une même période quart-horaire, n'est pas soumis aux obligations à charge des fournisseurs lorsque l'activité d'achat concerne uniquement un autre client actif pour autant que leurs points d'accès soient chacun couverts par un contrat de fourniture auprès d'un titulaire d'une licence de fourniture et qu'ils soient raccordés au même réseau. (Art. 13bis, §3 OELEC) ».

Le choix du fournisseur, titulaire d'une licence de fourniture, est libre pour le client actif. Notons que le contrat de fourniture de chaque client actif ne doit pas nécessairement être souscrit auprès du même fournisseur.

2.1.3.2 L'échange de pair à pair avec plusieurs autres clients actifs – One to many

Dans l'autre cas, l'échange de pair à pair « one to many » se caractérise par la présence de plus de deux clients actifs. Ce type d'échange fonctionne dans les deux sens : plusieurs producteurs vendent leurs excédents d'électricité autoproduite à un seul consommateur (*many to one*), ou plusieurs consommateurs achètent à un seul producteur (*one to many*).

« Le client actif qui exerce l'activité d'achat par un échange de pair à pair sans passer par un intermédiaire, est soumis aux obligations à charge des fournisseurs lorsque l'activité d'achat concerne plusieurs clients actifs (Art. 13bis, §3 OELEC). »

Pour ce type d'échange, le client actif titulaire du point d'injection est donc soumis à l'obligation de détenir une licence de fourniture d'électricité et de respecter les obligations de service public à charge des fournisseurs.

L'obtention de cette licence se fait exclusivement auprès du régulateur BRUGEL et est relativement contraignante puisqu'elle implique les obligations suivantes :

- Facturation de la consommation d'électricité et de gaz naturel
- Fourniture d'informations
- Traitement des plaintes de leurs clients
- Mise en place des mesures à caractère social, telles que les mesures de protection en cas de non-paiement et de résiliation du contrat de fourniture
- Responsabilité d'équilibrage du réseau

Une licence de fourniture est donc requise dans le chef du client actif titulaire du point d'injection, ou alors il peut passer par un fournisseur qui fera office d'intermédiaire. Actuellement, aucun fournisseur ne propose ce service, mais BRUGEL et SIBELGA ont cependant identifié ce créneau comme un « business model » important pour les fournisseurs, qui n'ont aucun autre rôle à jouer dans le partage d'énergie en général, si ce n'est d'agir comme tiers délégué.

Dans le futur, les fournisseurs pourraient offrir des offres complètes à leurs clients, proposant la gestion intégrale d'optimisation de l'échange dans certaines situations précises (plusieurs membres de la même famille, société multi-site, etc.). L'ensemble des participants devraient alors souscrire un contrat auprès du même fournisseur.

2.1.4 Obligation des parties

Certaines obligations concernant l'ensemble des parties engagées doivent être respectées afin de permettre la mise en place de l'activité d'échange.

2.1.4.1 Caractère exclusif du mécanisme

Une fois les clients actifs engagés dans une activité d'échange de pair à pair, ils ne peuvent pas prendre part à une autre forme de partage d'énergie.

« Un point d'accès ne peut participer qu'à une seule activité de partage d'énergie (Art.6, Règlement technique provisoire). »

Au sens du Règlement technique provisoire, le partage d'énergie s'entend également comme un « échange d'électricité dans le cadre d'un échange de pair à pair ».

De nos échanges avec le régulateur bruxellois (BRUGEL), il semblerait que cette interdiction ait été requise par le gestionnaire de réseau afin de limiter la complexité du comptage de données qu'engendreraient plusieurs couches de calcul.

2.1.4.2 Signature d'une convention

Préalablement au partage, une convention portant sur les droits et obligations de chaque partie doit être conclue entre les différents clients actifs. Cette convention doit stipuler les droits et obligations des parties, les règles et modalités de l'activité d'échange, les règles de facturation de l'électricité, la durée de l'activité d'échange, les procédures en cas de défaut de paiement et de litiges, etc.

« Le client actif titulaire du point d'injection conclut avec le client actif participant au partage d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables ou avec le tiers qui lui achète son électricité autoproduite excédentaire une convention portant sur leurs droits et obligations, en ce compris les règles équitables, transparentes et non discriminatoires de partage ou d'achat ainsi que, le cas échéant, les règles de facturation de l'électricité et des frais de réseau, impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures applicables à cette électricité. La conclusion d'une telle convention se fait sur une base exclusivement volontaire et ne peut être rendue obligatoire par toute autre convention liant les parties. Chaque partie peut mettre fin à la convention, sans frais, moyennant un préavis de trois semaines. Le contenu de la convention est exprimé dans un langage clair et compréhensible et reprend toutes les informations utiles à la compréhension des droits et obligations des parties (Art. 13bis, §8 OELEC) ».

Bien que l'existence de cette convention soit bien vérifiée pour toutes les formes de partage, actuellement, pour le pair à pair, il n'y a pas de contrôle du contenu de cette convention par le régulateur, contrairement à ce qui se fait pour la mise en place de communautés d'énergie. Le contrôle du contenu de la convention ne sera donc être effectué qu'a posteriori, en cas d'aboutissement devant le service des litiges de BRUGEL, un recours extra-judiciaire étant clairement explicité et prévu dans l'Ordonnance.

2.1.4.3 Installation de compteurs intelligents

Afin de participer à l'échange, chaque participant à l'obligation de faire placer un compteur intelligent qui va comptabiliser les différents flux énergétiques entrants et sortants, sur base quart-horaire. Les frais liés au placement de compteurs intelligents sont à charge du GRD dans le cadre de cette activité d'échange

« Conformément à la règlementation en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution installe systématiquement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution lorsqu'un Consommateur participe à un échange de pair à pair (Art. 26octies, §2 OELEC). Le gestionnaire du réseau de distribution est responsable de la pose, de l'entretien, du relevé des compteurs et du traitement des données de comptage conformément à la règlementation en vigueur. »

« Le Consommateur est tenu d'activer la fonction communicante de son compteur intelligent pour pouvoir participer à l'échange de pair à pair. Le gestionnaire du réseau de distribution accorde au Producteur l'accès aux données de consommation d'électricité autoproduite excédentaire du Consommateur, qu'il collecte à partir du compteur intelligent, afin que le Producteur puisse établir la facture de l'échange de pair à pair. (Art. 26octies, §4, al. 3 OELEC) »

Le placement de ce compteur intelligent, permettra au GRD (SIBELGA) de réaliser les calculs de volumes échangés entre les deux pairs, pour ensuite corriger les données des fournisseurs de chaque client en communiquant ces informations au marché classique.

2.1.4.4 Contrat avec un fournisseur et régime de comptage

L'ordonnance impose que les clients actifs engagés dans une activité de partage d'énergie restent liés par contrat à un fournisseur afin de couvrir le prélèvement des volumes résiduels.

« Tout utilisateur du réseau de distribution concerné par une activité de partage doit avoir un contrat avec un fournisseur pour son prélèvement et/ou son injection, dont le régime de comptage est, pour autant qu'il soit disponible chez le gestionnaire du réseau de distribution, le régime R3[3] (Art.4, Règlement technique provisoire) ».

Rappelons qu'il est autorisé que les fournisseurs des différentes parties participant au partage soient différents.

2.1.4.5 Périmètre géographique

Il n'y a aucune restriction géographique pour l'échange d'énergie en RBC, tant que les clients actifs impliqués sont situés dans la zone de la Région bruxelloise.

2.1.4.6 Désignation d'un interlocuteur unique

Le titulaire du point d'injection est désigné comme l'interlocuteur unique et agit donc en tant que responsable administratif et financier du projet, en organisant et en assurant la gestion quotidienne de l'activité d'échange de pair à pair et en étant le point de contact (SPOC) avec

[3] En régime 3, la courbe de charge est envoyée au fournisseur d'énergie et est reprise dans les calculs du fournisseur et du BRP.

SIBELGA. Il doit s'assurer du respect de la vie privée et de la protection des données à caractère personnel du consommateur et l'informer dans les plus brefs délais en cas de cessation de l'activité ou de tout changement significatif dans l'activité d'échange de pair à pair.

« Le client actif titulaire du point d'injection ou, le cas échéant, une tierce partie désignée par ce dernier, est l'interlocuteur unique du gestionnaire de réseau concerné pour les activités de partage et d'achat de l'électricité. Il se déclare auprès du gestionnaire du réseau concerné préalablement à l'exercice de ses activités selon les conditions fixées dans le règlement technique (Art 13bis, §7 de l'OELEC). »

Une solution est également prévue pour les situations où plusieurs producteurs revendant leurs excédents d'électricité participent à l'activité d'échange (many to one) :

« Lorsque, en présence de clients actifs exerçant une activité de pair à pair, plusieurs clients actifs sont titulaires d'un point d'injection, ils désignent entre eux l'interlocuteur unique. À défaut d'accord, le titulaire du point d'injection de l'installation de production ayant la plus grosse capacité est l'interlocuteur unique (Art.2, §7, Règlement technique provisoire[4]). »

Il est important de noter que le client actif titulaire du point d'injection peut désigner une tierce partie afin de remplir ses obligations auprès du gestionnaire du réseau de distribution et s'occuper de la gestion du partage (traitement des données, facturation, etc.). La tierce partie retenue, qui ne doit pas nécessairement être considérée comme un client actif, doit alors communiquer la preuve de sa désignation, via l'annexe 1 du formulaire de partage.

[4] Microsoft Word - Partage-Energie-Reglement-Temporaire-FR (sibelga.be)

2.1.5 Aspects de tarification

2.1.5.1 Tarification du coût de l'électricité

Les participants à l'échange pair à pair décident au préalable d'organiser l'échange à titre gratuit ou onéreux.

Lorsque l'échange se fait à titre onéreux, le Producteur peut décider de revoir le prix de vente de l'électricité échangée à la fréquence stipulée dans la convention.

2.1.5.2 Tarification des coûts de réseau

La grille tarifaire utilisée est celle conforme à la décision 20220823-205, adoptée par BRUGEL le 23 août 2022. Cette décision porte principalement sur les tarifs de distribution applicables pour le partage d'énergie, établie sur base de l'Ordonnance du 19 juillet 2011 relative à l'organisation du marché de l'électricité.[5]

Le principe est d'adapter le tarif d'utilisation du réseau en fonction de la portion de réseau utilisée au sein du partage. Plus les différents participants sont proches de la ou des source(s) de production, plus le coût de l'utilisation du réseau est faible. Le but étant d'inciter à partager le plus localement possible.

Afin de déterminer le périmètre électrique du partage, il est nécessaire de connaitre la portion de réseau sur laquelle se trouvent tous les participants du projet. 4 périmètres distincts ont été définis et correspondent à 4 tarifs différents.

Ces 4 périmètres possibles sont les suivants :

- Dans le même immeuble (tarif le plus avantageux) – Type A
- Sous la même cabine réseau, moyenne tension vers basse tension – Type B
- Au-delà de la même cabine réseau et sous un même poste de fourniture Elia – Type C
- Au-delà du poste de fourniture d'Elia (*pas de réduction tarifaire) – Type D*

A noter qu'un seul tarif est appliqué pour l'ensemble des participants à une activité de partage. Dès lors, si un des participants dépasse une frontière technique, ce même tarif réseau sera appliqué à tous les participants du projet.

[5] Grille Tarifaire : Rapport-Avis BRUGEL

Les tarifs en vigueur pour l'année 2022 sont les suivants[6] :

ANNEE 2022

prix hors TVA

		MT				
		Volume complémentaire	Volume local			
			Type A	Type B	Type C	Type D
1. Tarifs d'utilisation du réseau						
X * EUR /kW + XL * EUR /kW loc. + Y * EUR /kWh HI + Z * EUR /kWh LO						
X = Puissance prélevée	EUR / kW HI /an	49,753824	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
coefficient de dégressivité E1 =		0,24 + 672,6 / (885 + kW)	0,000000	0,000000	49,753824	49,753824
XL = Puissance prélevée locale	EUR / ΔkW HI / an	0,000000	0,000000	0,000000	49,753824	49,753824
Y = Prélèvements en heures pleines	EUR / kWh HI	0,002971	0,000000	0,001486	0,002971	0,002971
Z = Prélèvements en heures creuses	EUR / kWh LO	0,001782	0,000000	0,000891	0,001782	0,001782
4. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage	EUR / an	519,92	10,25	10,25	10,25	10,25
5. Surcharges						
5.1. Charges de pensions	EUR / kWh T	0,000259	0,000259	0,000259	0,000259	0,000259
5.2. Impôts & prélèvements						
- Redevance de voirie	EUR / kWh T	0,003621	0,000000	0,003621	0,003621	0,003621
- Impôt des sociétés & autres prélèvements	EUR / kWh T	0,000917	0,000917	0,000917	0,000917	0,000917
6. Tarif des obligations de service public	EUR / kWh T	0,002140	0,002140	0,002140	0,002140	0,002140
7. Tarifs de transport	EUR / kWh T	0,0112618	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0112618

avec kWh T = kWh HI + kWh LO et ΔkW = [(EI * (kW + kW loc) * X) - (EI * kW * X)] / XL

Figure 2: Tarif 2022, SIBELGA

Cette structure tarifaire sera probablement amenée à évoluer à partir de 2025, notamment au niveau de la redevance de comptage. En effet, cette redevance pour la gestion des mesures de comptage est assez spécifique et est actuellement à payer deux fois :

- Une fois pour les flux envoyés au marché classique
- Une fois pour les flux de partage locaux

[6] Microsoft Word - CA-20221004-DECISION 210-ABROGATION-DECISION-205-APPROBATION-PROPOSITION-TARIFAIRE-PARTAGE-ENERGIE.docx (brugel.brussels)

2.1.6 Répartition de la production

Dans un échange de pair à pair one to many, il est nécessaire de mettre en place des clés de répartition afin de cadrer la distribution de la production excédentaire entre les différents consommateurs.[7]

A ce stade, 4 méthodes de répartition prédéfinie ont été établies afin d'organiser les activités d'échange. Selon les besoins du marché, SIBELGA pourra réévaluer ces clés de répartition afin de pouvoir élargir les possibilités. Une demande spécifique peut également être adressée directement au gestionnaire de réseau.

A noter qu'il est théoriquement possible pour les participants à un échange de pair à pair One to one de n'échanger qu'une partie de la production excédentaire à un autre client actif, et donc de vendre les volumes résiduels sur le marché. Dans ce cas précis, un pourcentage des volumes échangés est défini sur base d'une méthode de répartition fixe.

« L'interlocuteur unique peut adresser une demande spécifique concernant une autre méthode de répartition que celles proposées par le gestionnaire du réseau de distribution. Le gestionnaire du réseau de distribution peut refuser d'accéder à la demande si celle-ci est déraisonnable sur le plan financier ou/et technique. Ce refus est valable pour 18 mois. (Art. 5, §1, Règlement technique provisoire) ».

2.1.6.1 Méthode 1 et 2 : La méthode de répartition Fixe

La méthode de répartition dite « fixe » consiste à distribuer l'injection disponible à chaque participant, selon un pourcentage qui est fixe. En d'autres termes, l'énergie injectée au niveau du producteur est répartie entre chacun des consommateurs de manière constante (ou fixe), le pourcentage de l'injection auquel chaque consommateur a droit, est déterminé à l'avance et n'évolue pas.

Par exemple, division de la production injectée en fonction du nombre de participants, ou au prorata de l'investissement.

Cette méthode de répartition fixe est divisée en deux catégories :

- La répartition fixe à un seul tour de répartition

À chaque quart d'heure, chaque participant a droit à sa part fixe préétablie. Dans le cas où on applique un seul tour de répartition, l'injection totale du quart d'heure sera répartie entre les participants une seule fois.

A la fin du tour, certains clients auront couvert l'entièreté de leur consommation du quart d'heure grâce à l'injection qui leur revenait, d'autres présenteront une consommation résiduelle, devant être couverte par un volume fourni par le fournisseur désigné au point d'accès. De même, il est possible que certains consommateurs présentent une consommation

[7] Méthodes de répartition - Sibelga

inférieure à la part de la production qui leur revenait, et présenteront dès lors un excédent qui sera vendu sur base d'un contrat conclu avec un acteur de marché.

- La répartition fixe à plusieurs tours de répartition

Une alternative consiste à appliquer plusieurs tours de répartition : l'injection résiduelle issue du premier tour sera alors à nouveau répartie entre les clients pour lesquels une part de consommation non couverte par le premier tour subsiste.

Les tours continuent jusqu'à ce que toute l'injection soit répartie, ou que toute la consommation soit couverte, dans le quart d'heure.

2.1.6.2 Méthode 3 : La méthode de répartition prorata

La méthode prorata consiste à baser la répartition de la production réinjectée en fonction de la consommation individuelle de chaque consommateur durant le quart d'heure considéré. Les consommateurs présentant une consommation importante recevront une plus grande part de la production partagée, afin de couvrir une plus grande partie de leur consommation. À l'inverse, les consommateurs présentant une faible consommation durant le quart d'heure considéré, se verront attribuer une part plus faible de l'énergie partagée.

La production attribuée à un consommateur dépendra de l'importance de sa consommation individuelle par rapport à la consommation totale de tous les participants au partage (répartition au prorata).

2.1.6.3 Méthode 4 : La méthode de répartition hybride

La méthode de répartition hybride comporte deux tours de répartition, permettant ainsi l'utilisation de plusieurs types de clés de répartition de manière successive. Le premier tour utilise généralement une répartition fixe et le deuxième tour peut faire appel à une répartition au prorata des consommations. Cette méthode permet d'assurer à la fois une répartition selon une clé de répartition définie à l'avance (clé fixe, sur base des investissements par exemple), et de réaliser un second tout pour compléter les consommations non couvertes par le premier, évitant ainsi une vente du surplus non attribué alors que la consommation de l'ensemble des consommateurs n'a pas été couverte.

2.1.7 Description de la procédure à suivre pour la mise en place d'un échange P2P

Plusieurs étapes sont nécessaires afin de pouvoir concrétiser un projet d'échange de pair à pair.

2.1.7.1 Signature de la convention

La première étape pour les parties concernées par l'activité d'échange est de signer une convention portant sur leurs droits et obligations. D'après les informations obtenues auprès de BRUGEL, cette convention devrait reprendre les éléments suivants :

- Coordonnées des clients actifs
- Droits et obligations du producteur
- Droits et obligations du consommateur
- Règles et modalités de l'activité d'échange de pair à pair
  - Dispositif de comptage
  - Prix de l'électricité échangée
  - Modalité de facturation de l'électricité échangée
  - Procédure en cas de défaut de paiement
- Dispositions diverses
  - Modalités de fin du contrat
  - Résiliation anticipée
  - Force majeure
  - Confidentialité
  - Règlement des litiges
  - Responsabilités
  - Signature des parties

2.1.7.2 Formulaire de partage

« L'interlocuteur unique doit, préalablement à l'exercice des activités de partage, se déclarer auprès du gestionnaire du réseau de distribution en lui envoyant le formulaire de partage. (Art.2, §1, Règlement technique provisoire). »

Ce formulaire de partage est établi par le gestionnaire de réseau, publié sur son site internet et est semblable pour toutes les formes de partage possibles en Région bruxelloise. Celui-ci reprend l'ensemble des informations qui concernent le partage, à savoir :

- Le type de partage (échange de pair à pair dans ce cas)
- Les coordonnées de l'interlocuteur unique
- Le descriptif du partage
  - Date de début du partage
  - Les coordonnées des participants
  - Le périmètre électrique
  - La méthode de répartition de l'injection entre les participants au partage
- Les modalités du partage

- Engagement sur l'honneur
- Signature de l'interlocuteur unique

En signant le formulaire de partage, le signataire s'engage sur l'honneur à ce que :

- L'activité de partage soit régie par des conventions visées aux articles 13bis, §8 et 28quattuordecies de l'Ordonnance ;
- Les participants aient marqué leur accord sur le partage ;
- Le partage réponde aux exigences légales, notamment quant aux sources d'énergie utilisées et la localisation des activités de partage.

2.1.7.3 Validation du formulaire

Le gestionnaire de réseau SIBELGA va ensuite vérifier que toutes les conditions préétablies sont bien remplies et approuver le formulaire de partage.

« Le gestionnaire du réseau de distribution adresse à chaque utilisateur du réseau participant aux activités de partage, un courrier électronique ou, à défaut, un courrier ordinaire l'informant qu'il est repris dans une activité de partage, ainsi que les coordonnées de l'interlocuteur unique, et les modalités dans lesquelles il peut contester cette information (Art. 5, §4, Règlement technique provisoire) ».

Les clients actifs sont notifiés de la validation du formulaire via une réponse par mail, envoyée par SIBELGA. Un mail est également envoyé aux autres participants afin de les prévenir du début de l'activité et de vérifier que les coordonnées transmises soient correctes.

C'est la validation du formulaire de demande qui va déclencher les démarches de changement du compteur et/ou l'activation de la lecture des données.

2.1.7.4 Début de l'activité de partage

L'activité d'échange de pair à pair débute à compter du premier jour du mois suivant celui pour lequel l'ensemble des conditions prévues dans l'OELEC ont été rencontrées et après la signature de la convention par chacune des Parties.

« Le gestionnaire du réseau de distribution informe au plus tard le jour du début du partage, le fournisseur titulaire du point d'accès. (Art. 3. Règlement technique provisoire) ».

2.1.7.5 Processus de facturation

Chaque mois, SIBELGA envoie à l'interlocuteur unique, via le(s) moyen(s) sélectionné(s), les données de consommation agrégées du mois précédent et le montant du tarif réseau associé à chaque participant (Art. 10, Règlement technique provisoire).

- Prix de l'électricité (commodité)

En tant que responsable financier du projet, c'est le producteur (titulaire du point d'injection ou interlocuteur unique) qui est responsable de la facturation de l'électricité échangée avec le Consommateur et de son recouvrement.

Les données fournies par SIBELGA vont permettre à l'interlocuteur unique d'établir le décompte du consommateur et de procéder ensuite à la facturation mensuelle/trimestrielle ou annuelle, en fonction des modalités de prix fixées dans la convention.

- Frais d'utilisation du réseau

« Le gestionnaire du réseau de distribution facture à l'interlocuteur unique les frais de réseaux de tous les participants concernés par l'activité de partage, dans la mesure où ces frais de réseaux concernent l'électricité partagée (Art. 7. §1e, Règlement technique provisoire). »

L'interlocuteur unique est donc en charge de la perception des frais de réseau afférents à l'activité d'échange de pair à pair auprès des participants afin de s'acquitter de ceux-ci auprès du gestionnaire de réseau concerné.

Selon le règlement technique provisoire actuellement en vigueur *(Art. 7. §3)*, le gestionnaire du réseau de distribution facture les frais de réseaux à l'interlocuteur unique :

- Une fois par an si tous les participants ont une capacité de raccordement inférieure ou égale à 56 kVA ;
- Maximum quatre fois par an si au moins un des participants a une capacité de raccordement supérieure à 56 kVA.

A ce prix s'ajoutent les impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures, applicables à cette électricité.

- Facturation et TVA

Le producteur d'électricité n'est pas soumis aux obligations de TVA à partir du moment où son installation est d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA et qu'il ne dispose pas de numéro de TVA.[8] Un système de facturation simplifié peut alors être mis en place.

A noter que, l'interlocuteur unique peut ensuite répercuter la partie des frais du consommateur via la facture qu'il fera ensuite à celui-ci.

[8] Décision TVA n° E.T.114.454 dd. 28.10.2014

2.1.8 Procédure de communication des données de comptage

La plateforme CMS d'Atrias est utilisée afin de centraliser tous les flux de données. Actuellement, SIBELGA ne communique que les volumes nets aux fournisseurs, et non pas les volumes bruts de consommation. En effet, pour les volumes complémentaires fournis par les fournisseurs, ce sont sur ces volumes nets que les frais de réseau sont calculés. Cela facilite le processus de calcul des tarifs.

A terme, il serait plus logique d'envoyer les deux volumes aux fournisseurs afin de les aider dans l'estimation des volumes résiduels à fournir.

2.1.9 Procédures en cas de non-paiement

2.1.9.1 Non-paiement entre les participants

En cas de non-paiement du montant facturé relatif à la consommation d'électricité échangée, la procédure suivante s'applique : (Art. 13bis, §9 OELEC)

1. Le non-paiement du montant facturé fait l'objet d'un rappel par le Producteur.

2. En cas de non-paiement du montant facturé, le Producteur envoie une mise en demeure, par lettre recommandée et par courrier ordinaire, au plus tôt dans les 15 jours et au plus tard dans les 30 jours suivant l'envoi du rappel.

3. A défaut de paiement suite à la réception de la mise en demeure, le Producteur peut résilier de plein droit le présent contrat. En cas de non-paiement au terme de cette procédure, le Producteur peut recouvrer ses créances par toutes voies de droit.

2.1.9.2 Non-paiement des frais de réseau au GRD

« En cas de défaut de paiement dans les délais fixés dans les conditions générales, le gestionnaire du réseau de distribution suspend les activités de partage et désactive les points de service de partage d'énergie concernés dans son registre d'accès. Le gestionnaire du réseau de distribution informe immédiatement BRUGEL (Art. 7. §4, Règlement technique provisoire) ».

En cas de défaut de paiement et après plusieurs rappels, SIBELGA a le droit de stopper l'activité de partage et d'en notifier les participants. SIBELGA notifie directement les fournisseurs des clients actifs impliqué de sa décision.

2.1.10 Règlement des litiges

L'activité d'échange de pair à pair est soumise au droit belge. En cas de différend concernant l'interprétation ou l'exécution des engagements pris dans la convention de partage, les Parties s'engagent à s'adresser, par recommandé, un courrier exposant le contexte du litige et de faire tous les efforts pour parvenir à un règlement amiable dans un délai raisonnable.

A défaut d'accord amiable dans ce délai, le différend pourra être porté devant le tribunal compétent de Bruxelles.

Les Parties disposent également du droit de s'adresser au service des litiges de BRUGEL, conformément à l'article 30novies de l'OELEC[9].

2.1.11 Analyse SWOT

Forces	Faiblesses
- Cadre légal abouti en application - Pas de limite géographique au sein de la RBC - Pas de licence de fournisseur nécessaire pour le P2P one to one - Possibilité pour les fournisseurs d'énergie de participer aux échanges (One to many – Many to One) - Tarification dynamique en fonction du périmètre géographique afin d'encourager le partage local - Les clients actifs ne doivent pas avoir le même fournisseur	- Impossibilité d'envoyer son surplus d'électricité dans une autre Région (commun à toutes les régions tant qu'il n'y a pas d'accord de coopération entre celles-ci)
Opportunités	**Menaces**
- Possibilité de modifier les clés de répartition en fonction des besoins du marché	- Règlement technique transitoire amené à évoluer - Nouveau régime tarifaire à partir de 2025

[9] 404 | Brugel - Service des litiges (litigesenergie.brussels)

2.2 Analyse de la transposition flamande

2.2.1 Cadre législatif

L'échange de pair à pair est régi par les articles 7.2.1 et 7.2.2 du décret énergie[10] du 8 mai 2009 qui décrit les dispositions générales en matière d'énergie. Ces articles se retrouvent dans le « TITEL VII MILIEUVRIENDELIJKE ENERGIEPRODUCTIE EN RATIONEEL ENERGIEGEBRUIK », et plus précisément dans le « Hoofdstuk II Energiedelen, peer-to-peerhandel in hernieuwbare energie en de peer-to-peerhandel van groene stroom door één actieve afnemer aan één andere actieve afnemer ».

Ce décret transpose la directive (UE) 2019/944 et la directive (UE) 2018/2001 du Conseil et du Parlement Européen.

Ces 2 articles vont être complétés par le « Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest » (TRDE)[11]. Ce règlement répond à l'article 4.2.1 du décret du 8 mai 2009, sur la base duquel la VREG doit élaborer un règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité, du réseau de distribution de gaz naturel et du réseau de transport local d'électricité.

Une révision du TRDE a été publiée le 25 juin 2021 à la suite de son approbation par la VREG. Les articles concernant l'échange de pair à pair sont les articles 4.3.63 et 4.3.64.

Un autre document vient détailler les articles du TRDE. Il s'agit du « Protocol energiedelen en persoon-aan-persoonverkoop »[12]. Ce protocole est écrit par Fluvius et décrit en détail les mécanismes des échanges de pair à pair et des partages d'énergie. Ce protocole en est à sa deuxième version et une version 3[13] est en préparation. Cette 3e version est actuellement soumise à consultation mais n'a pas encore été validée par la VREG, ce qui n'en fait pas encore un document officiel. La VREG a confirmé que la 3e version du protocole serait validée en début d'année 2023.

[10] LOI - WET (fgov.be)
[11] trde_2021.pdf (vreg.be)
[12] 2022-06-10-Ontwerpprotocol energiedelen en P2P - clean (fluvius.be)
[13] Protocol energiedelen en P2P v3 - consultatieversie (fluvius.be)

2.2.2 Définitions

Échange de pair à pair

« Peer-to-peerhandel in hernieuwbare energie: de verkoop van hernieuwbare energie tussen actieve afnemers door een overeenkomst met vooraf bepaalde voorwaarden voor de automatische uitvoering en afwikkeling van de transactie, rechtstreeks tussen deelnemers of indirect via een derde marktdeelnemer, zoals een aggregator (Art. 1.1.3 97°/0 Energiedecreet) ».

"L'échange de pair à pair d'énergie renouvelable : la vente d'énergie renouvelable entre clients actifs par le biais d'un accord avec des conditions prédéterminées pour l'exécution et le règlement automatique de la transaction, directement entre les participants ou indirectement par le biais d'un opérateur tiers, tel qu'un agrégateur (Art. 1.1.3 97°/0 Energiedecreet)".

Client final

Le terme client final n'est pas décrit tel quel dans les définitions, mais la définition de "client" est fortement semblable à celle de "client final" de la directive (UE) 2019/944.

« Afnemer : elke natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit of aardgas afneemt om te voorzien in zijn eigen behoeftes (Art. 1.1.3 11° Energiedecreet) ».

« Client : Toute personne physique ou personne morale qui achète de l'électricité ou du gaz naturel pour satisfaire ses propres besoins (Art. 1.1.3 11° Energiedecreet) ».

Client actif

"Actieve afnemer: een afnemer die aangesloten is op het elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, een gesloten distributienet van elektriciteit of een afnemer van thermische energie die aangesloten is op een warmte- of koudenet en die een of meer van de activiteiten, vermeld in artikel 4.4.2, uitoefent, terwijl die activiteiten niet zijn belangrijkste commerciële of professionele activiteit vormen (Art. 1.1.3 8°/4 Energiedecreet) ".

"Client actif : client raccordé au réseau de distribution d'électricité, au réseau local de transport d'électricité, à un réseau fermé de distribution d'électricité ou client d'énergie thermique raccordé à un réseau de chaleur ou de froid, qui exerce une ou plusieurs des activités mentionnées à l'article 4.4.2, alors que ces activités ne constituent pas son activité commerciale ou professionnelle principale (art. 1.1.3 8°/4 Energiedecreet). "

Sources d'énergie renouvelables

"Hernieuwbare energiebronnen: hernieuwbare niet-fossiele energiebronnen, namelijk wind, zon, waaronder thermische zonne-energie en fotovoltaïsche energie, geothermie, de omgeving, de getijden, de golfslagen en andere energie uit de oceanen, waterkracht, biomassa, stortgas, gas van rioolzuiveringsinstallaties en biogas (Art. 1.1.3 65° Energiedecreet) ".

"Sources d'énergie renouvelables : sources d'énergie non fossiles renouvelables, à savoir l'énergie éolienne, l'énergie solaire, y compris l'énergie solaire thermique et photovoltaïque,

l'énergie géothermique, l'énergie ambiante, l'énergie marémotrice, l'énergie des vagues et les autres énergies océaniques, l'énergie hydraulique, la biomasse, le gaz de décharge, le gaz de station d'épuration et le biogaz (art. 1.1.3 65° Energiedecreet) ".

Compteur digital

"Digitale meter: een elektronische meter die energiestromen en aanverwante fysische grootheden meet en registreert en die uitgerust is met een tweerichtingscommunicatiemiddel, dat ervoor zorgt dat de gegevens niet alleen lokaal, maar ook op afstand uitgelezen kunnen worden zodat de meter in staat is om op basis van de gegevens die hij lokaal of van op afstand ontvangt bepaalde acties uit te voeren (Art. 1.1.3 25°/2 Energiedecreet) "

"Compteur digital : un compteur électronique qui mesure et enregistre les flux d'énergie et les quantités physiques connexes et qui est équipé d'un dispositif de communication bidirectionnelle, ce qui garantit que les données peuvent être lues non seulement localement mais aussi à distance, de sorte que le compteur est en mesure d'effectuer certaines actions sur la base des données qu'il reçoit localement ou à distance (art. 1.1.3 25°/2 Energiedecreet). "

Compteur électronique

« Elektronische meter: een meter die op een digitale manier energiestromen meet en registreert en die al dan niet uitgerust is met een communicatiemiddel dat ervoor zorgt dat de gegevens niet alleen lokaal, maar ook op afstand uitgelezen kunnen worden (Art. 1.1.3 34° Energiedecreet) "

"Compteur électronique : un compteur qui mesure et enregistre les flux d'énergie de manière numérique et qui peut être équipé ou non d'un dispositif de communication garantissant que les données peuvent être lues non seulement localement, mais aussi à distance (art. 1.1.3 34° Energiedecreet) ".

Point d'accès

"Allocatiepunt : een punt, verbonden aan een toegangspunt, waarop gegevens voor doeleinden van allocatie, reconciliatie en/of facturatie worden uitgewisseld met de partijen die op dit punt geregistreerd worden (Art. 1.1.2 15°, TRDE)"

"Point d'accès : un point, relié à un point d'accès, où sont échangées des données à des fins d'attribution, de réconciliation et/ou de facturation avec les parties enregistrées à ce point (art. 1.1.2 15°, TRDE) ".

2.2.3 Description du mécanisme

L'échange de pair à pair est défini comme la vente d'énergie renouvelable entre 2 clients actifs par le biais d'un accord prévoyant des conditions prédéterminées pour l'exécution et le règlement automatique de la transaction, soit directement entre les participants, soit indirectement par l'intermédiaire d'un tiers.

Le client actif producteur, qui est titulaire du point d'injection, va injecter l'électricité renouvelable qu'il n'autoconsomme pas et la vendre au client actif consommateur.

Le schéma ci-dessous reprend les rôles des différents acteurs dans l'échange de pair à pair. Une description plus détaillée de la procédure peut être trouvée plus bas au point 2.2.6.

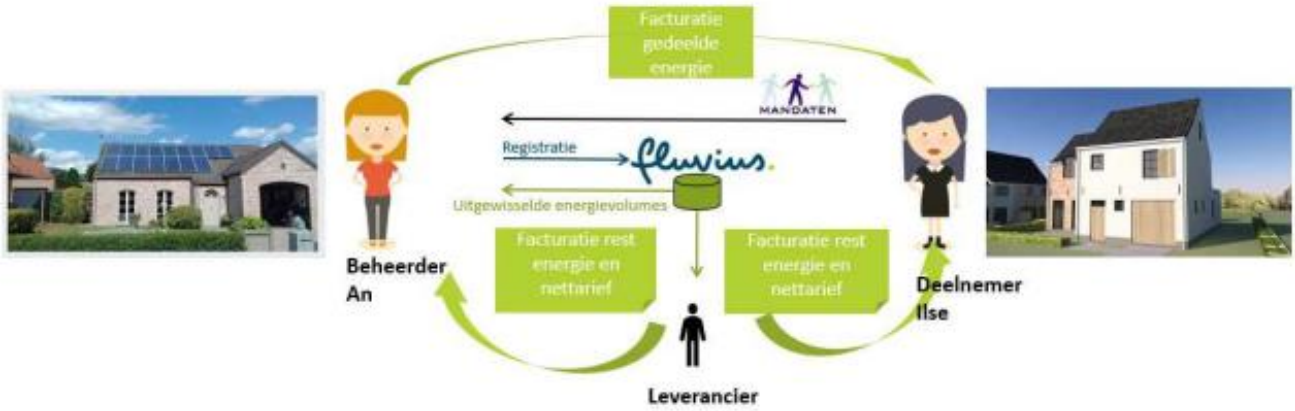

Figure 3 Description du mécanisme d'échange de pair à pair en Flandre. Source : https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-02/protocol-energiedelen-fase-2.pdf

En Flandre, à l'heure actuelle, il n'existe qu'une forme d'échange de pair à pair, l'échange de pair à pair entre 2 clients actifs.

Néanmoins, dans la 3e version du protocole, Fluvius envisage de permettre l'échange de pair à pair de plusieurs clients actifs vers un même client. Cette forme d'échange de pair à pair a vu le jour suite à une demande de combiner plusieurs contrats d'échange de pair à pair avec le même destinataire.

Le protocole donne comme exemple un site d'entreprise qui recevrait de l'électricité produite par plusieurs clients actifs.

Contrairement à Bruxelles, le Many-to-one ne requiert pas de licence de fourniture pour pouvoir être exercé. La définition est la suivante « multiples échanges de pair à pair : combinaison de plusieurs accords d'échange de pair à pair au même client actif. »

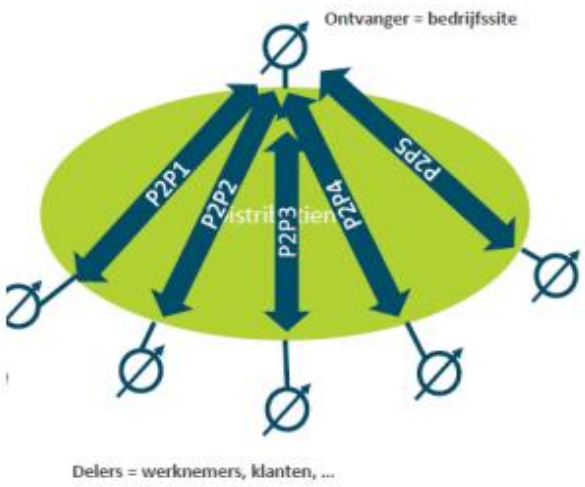

Figure 4 https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-07/protocol-energiedelen-en-p2p-v3-consultatieversie.pdf

2.2.4 Périmètre couvert par le dispositif

En Flandre, il n'y a pas de limite de périmètre défini, du moment que les clients (actifs) sont situés en Flandre. Jusque fin 2022, il n'était toutefois permis de vendre de l'électricité via un échange de pair à pair que si les 2 parties étaient chez le même fournisseur. Cette règle est abrogée depuis début 2023 et permet à présent de vendre de l'électricité à un client qui a un autre fournisseur que le client actif producteur.

2.2.5 Aspects tarification

2.2.5.1 Tarification du coût de l'électricité

Les participants à l'échange pair à pair décident au préalable d'organiser l'échange à titre gratuit ou onéreux.

Pour l'instant, les échanges de pair à pair sont possibles grâce à la plateforme MijnFluvius, mais celle-ci ne propose pas de contrat type entre les parties. La VREG a conscience qu'il s'agit d'un défaut dans le système et la Vlaams Energie- en Klimaatagenschap (VEKA) a commencé la rédaction d'une convention type.

La VREG n'a initialement pas prévu de contrat d'achat entre les clients car l'échange de pair à pair avait été perçu comme une forme de partage d'énergie où il n'y avait pas besoin que le client actif consommateur rémunère le client actif producteur. Ils donnaient comme exemple un enfant qui venait de s'installer et dont les parents avaient des panneaux solaires et qui partageaient l'électricité produite dans le but de réduire la facture électrique de l'enfant.

2.2.5.2 Tarification des coûts de réseau

Contrairement à la Région de Bruxelles-Capitale, en Flandre, le tarif de distribution est identique quel que soit le périmètre envisagé (les coûts de distribution de l'électricité, les coûts de transport de l'électricité, les accises, et la TVA sont identiques quelle que soit la distance entre les participants).

Pour l'instant, les frais de réseaux sont identiques pour les volumes échangés que pour ceux prélevés sur le réseau. La possibilité de moduler les frais réseaux est pour l'instant concentrée sur les communautés d'énergie et le partage d'énergie dans un même bâtiment.

La VREG s'interroge toutefois sur la possibilité de diminuer les frais de réseau dans le cas d'échanges de pair à pair (vers un système similaire à celui de Bruxelles). Mais aujourd'hui, ils n'en sont qu'aux prémices de la réflexion, aucune conclusion n'a donc encore été tirée.

2.2.6 Description de la procédure à suivre pour la mise en place d'un échange P2P

La procédure est basée sur le « protocol energiedelen en peer-to-peerhandel – versie 2 »[14] écrit par Fluvius. Ce protocole est d'application depuis juillet 2022. Il sera réévalué au plus tard pour début 2023. Ce protocole reprend comme base légale le texte de loi TRDE (Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest), validé par la VREG le 25/06/2021.

Pour plus de facilité, nous n'avons repris que les parties concernant spécifiquement les échanges de pair à pair et avons donc fait abstraction des autres formes d'échange/partage d'énergie.

2.2.6.1 Conditions légales et conditions préalables

L'échange de pair à pair doit répondre aux conditions préalables suivantes :

- Les participants disposent chacun d'une connexion individuelle au réseau avec un compteur individuel.
- Les participants ont un contrat avec un fournisseur d'énergie commercial.
- Les participants disposent d'un compteur à lecture automatique (AMR) ou d'un compteur communicant, où le régime de comptage 3 (données quart-horaire dans l'allocation) est activé chez le fournisseur d'énergie concerné.
- Le nombre de participants à l'échange de pair à pair est exactement de 2.

Cette version du protocole comporte également les exigences supplémentaires suivantes pour le producteur au sein du partage, le client actif consommateur, ainsi que le fournisseur :

a) <u>Conditions pour le consommateur au sein du partage</u>

- Les 2 clients ont un contrat avec le même fournisseur d'énergie.
- Un client final possédant plusieurs compteurs peut participer au partage de l'énergie mais si l'un des compteurs consiste en un compteur de nuit exclusif, ce compteur sera exclu du calcul.
- Un utilisateur du réseau ne peut participer qu'à une seule communauté ou échange de pair à pair.
- L'enregistrement ne peut se faire que préalablement aux activités d'un échange de pair à pair.
- Le client final peut accéder au calcul de l'énergie qu'il a reçu via MijnFluvius.

b) <u>Conditions pour l'administrateur</u>

[14] 2022-06-10-Ontwerpprotocol energiedelen en P2P - clean (fluvius.be)

L'administrateur est une personne physique ou morale qui est en charge des interactions avec le GRD et de la gestion administratives de l'échange de pair à pair.

- L'administrateur de l'échange de pair à pair peut être le client actif producteur ou un tiers.
- L'administrateur est responsable de l'enregistrement complet et correct de l'échange de pair à pair via MijnFluvius.
- L'administrateur peut utiliser MijnFluvius lorsque les données sont mises à disposition par Fluvius.
- L'administrateur doit communiquer à Fluvius toutes les modifications apportées à l'échange de pair à pair. L'administrateur utilise MijnFluvius à cette fin. Ces changements doivent être communiqués à Fluvius dès que possible étant donné l'impact sur les calculs des volumes.
- L'administrateur doit toujours signaler les participations des clients actifs au fournisseur d'énergie concerné et vérifier si des conditions spécifiques doivent être appliquées par le fournisseur concerné dans le cadre des actions énergétiques.

c) <u>Conditions préalables pour les fournisseurs</u>

Le fournisseur d'énergie doit utiliser la plateforme existante Fluvius sFTP pour récupérer les données mises à disposition par Fluvius.

2.2.6.2 Enregistrement de l'échange

« Het protocol regelt ten minste de volgende onderwerpen:

1° de identificatie van de allocatiepunten die betrokken zijn bij energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom, en de wijzigingen daarin. (Art.4.3.64 §2 1° TRDE) »

« Het protocol regelt ten minste de volgende onderwerpen:

4° De vastlegging en de toepassing van de verdeelsleutels waarmee de injectie, beschikbaar voor energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom, wordt verdeeld over één of meerdere afnemers, en de wijzigingen daarin. (Art.4.3.64 §2 4° TRDE) »

« Le protocole règle au moins les sujets suivants :

1° l'identification des points d'accès impliqués dans le partage de l'énergie ou l'échange d'électricité verte de pair à pair, et les modifications qui y sont apportées. (Art.4.3.64 §2 1° TRDE) »

« Le protocole règle au moins les sujets suivants :

4° La détermination et l'application des clés de répartition par lesquelles l'injection, disponible pour le partage de l'énergie ou l'échange d'énergie verte de pair à pair, est répartie entre un ou plusieurs clients, et les modifications qui y sont apportées. (Art.4.3.64 §2 4° TRDE) »

Plusieurs étapes sont à suivre afin d'enregistrer l'échange de pair à pair sur « MijnFluvius ».

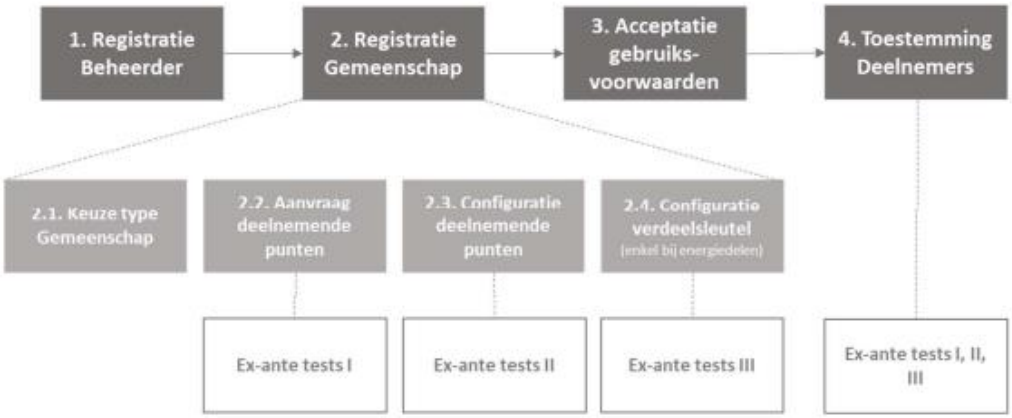

Figure 5 Etapes nécessaires à l'enregistrement de l'échange de pair à pair sur MijnFluvius. Source : 2022-06-10-Ontwerpprotocol energiedelen en P2P - clean (fluvius.be)

1. Enregistrement de l'administrateur

L'administrateur s'inscrit sur MijnFluvius en utilisant son eID et lecteur de carte, ou Token, ou via Itsme. Les administrateurs disposant d'un compte Fluvius existant peuvent l'utiliser et doivent simplement se connecter.

2. Enregistrement de l'échange de pair à pair

2.1. Choix de la communauté

L'administrateur peut enregistrer une nouvelle communauté en naviguant vers l'application "Energiedelen". L'application "Energiedelen" comprend à la fois des actions d'échanges énergétiques et des échanges de pair à pair. Il choisit l'option "nouvelle communauté" et voit apparaître une "liste de contrôle" contenant les informations nécessaires pour mener à bien l'enregistrement.

La liste de contrôle reprend les conditions légales et préalables pour le consommateur, mentionnées au point 2.2.6 A.

L'administrateur choisit son type de communauté entre :

a. Partage d'énergie dans un bâtiment
b. Partage d'énergie avec des points d'accès appartenant au même titulaire
c. Echange de pair à pair

2.2. Demande des points d'accès pour la participation

L'administrateur ajoute les codes EAN des points d'accès des participants qui veulent participer à l'échange de pair à pair.

Fluvius effectue, pour chaque point d'accès, les contrôles ex ante suivants :

- Le code EAN doit être un code EAN pour l'électricité, connu de Fluvius et avec le format correct (composé de 18 chiffres).
- Le compteur doit être un compteur AMR ou un compteur communicant pour lequel le régime de comptage 3 est activé.
- Il doit y avoir un contrat d'approvisionnement commercial actif.
- Le nombre de points dans la communauté doit être exactement de 2 pour les échanges de pair à pair. Pour les points qui injectent, les conditions en termes de production sont vérifiées (présence de panneaux solaires correctement notifiée et traitée par Fluvius).

Si l'une des vérifications ci-dessus échoue, l'administrateur recevra immédiatement un message d'erreur à ce sujet dans MijnFluvius (les vérifications se font en temps réel). Tant qu'il reste des messages d'erreur, l'enregistrement du point de participation concerné ne peut être achevé.

Après la vérification, les points d'accès participants sont visualisés à l'écran et l'administrateur peut passer à l'étape suivante.

2.3. Configuration des points d'accès participants

L'administrateur détermine le rôle de chaque point d'accès participant : "prélèvement", "injection" ou "prélèvement et injection". Dans le cadre d'un échange de pair à pair, il est seulement possible de choisir un point d'accès « prélèvement » et un autre « injection ».

Fluvius effectue pour chaque point d'accès les contrôles ex ante suivants :

- Le point d'accès ne doit pas faire partie d'une autre communauté.
- Tous les points d'accès ont un contrat avec le même fournisseur d'énergie.
- Aucune énergie ne peut être échangée entre des participants situés sous le même point d'accès. En effet, si les deux participants se trouvent sous le même point d'accès, on peut parler de compensation cachée.

Si l'un des contrôles ci-dessus échoue, l'administrateur recevra immédiatement un message d'erreur dans MijnFluvius (les contrôles sont effectués en temps réel). Tant qu'il reste des messages d'erreur, l'enregistrement ne peut être achevé.

3. Acceptation des conditions d'utilisation

L'administrateur reçoit un résumé des données saisies et doit accepter les conditions suivantes :

- La dernière version approuvée de ce protocole comprenant l'accord concernant les exigences de qualité de la communication.
- L'autorisation de rendre son nom visible aux participants.

4. Accord des participants

Après approbation par l'administrateur, Fluvius envoie une demande d'autorisation aux participants pour qu'ils donnent leurs mandats à l'administrateur actif. L'administrateur est informé par un message sur MijnFluvius.

L'administrateur reçoit la demande de consentement soit par courrier électronique (si une adresse électronique est connue de Fluvius), soit par lettre.

L'échange de pair à pair commence dès que les participants ont répondu, ou au plus tard 30 jours calendrier après l'inscription, avec les participants qui, à ce moment-là, ont donné leurs mandats via MijnFluvius et si toutes les conditions légales et les conditions préalables du protocole sont remplies.

Après réponse des participants, Fluvius effectue à nouveau les vérifications mentionnées précédemment. Fluvius envoie une communication de confirmation à l'adresse électronique du client actif.

2.2.6.3 Autorisation

Version originale :

« Het protocol regelt ten minste de volgende onderwerpen:

2° De registratie van de gemandateerde derde partij bij energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom, op de allocatiepunten bedoeld onder 1°, en de wijzigingen daarin. (Art.4.3.64 §2 2° TRDE) »

Traduction :

" Le protocole règle au moins les sujets suivants :

2° L'inscription du tiers mandaté dans le partage de l'énergie ou l'échange de pair à pair de l'énergie verte, aux points d'accès visés au 1°, et ses modifications. (Art.4.3.64 §2 2° TRDE) "

Les participants désignent conjointement une personne unique en charge de la gestion de l'échange, l'administrateur de la communauté (dans l'échange de pair à pair cela peut être le client actif producteur ou un tiers mais pas le client actif consommateur), qui agira en leur nom vis-à-vis du gestionnaire du réseau de distribution (Fluvius).

Avec cette autorisation, les participants autorisent l'administrateur à agir en tant qu'administrateur de l'échange de pair à pair et l'autorise à mettre à disposition les données de partage de l'énergie définies dans le protocole.

L'administrateur de l'échange de pair à pair doit immédiatement signaler à Fluvius le retrait d'un participant. Ce qui revient à la fin de l'activité dans le cas de l'échange de pair à pair.

L'échange de pair à pair commence dès que tous les mandats sont approuvés, au plus tard 30 jours calendrier après la date de la demande, si toutes les conditions légales et les conditions préalables du protocole sont remplies.

L'administrateur peut suivre l'approbation des mandats via MijnFluvius. L'autorisation reste valable pour une période maximale de 5 ans. Ensuite, le renouvellement de l'autorisation doit être à nouveau approuvé explicitement.

2.2.6.4 Modification d'un échange de pair à pair

Version originale:

« Het protocol regelt ten minste de volgende onderwerpen:

1° de identificatie van de allocatiepunten die betrokken zijn bij energiedelen of peer-topeerhandel van groene stroom, en de wijzigingen daarin. (Art.4.3.64 §2 1° TRDE)"

4° De vastlegging en de toepassing van de verdeelsleutels waarmee de injectie, beschikbaar voor energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom, wordt verdeeld over één of meerdere afnemers, en de wijzigingen daarin. (Art.4.3.64 §2 4° TRDE) »

Traduction :

" Le protocole règle au moins les sujets suivants :

1° l'identification des points d'accès impliqués dans le partage de l'énergie ou l'échange d'électricité verte de pair à pair, et les modifications qui y sont apportées. (Art.4.3.64 §2 1° TRDE) "

4° La détermination et l'application des clés de répartition par lesquelles l'injection, disponible pour le partage de l'énergie ou l'échange d'énergie verte de pair à pair, est répartie entre un ou plusieurs clients, et les modifications qui y sont apportées. (Art.4.3.64 §2 4° TRDE) "

Modifications apportées par l'administrateur

Grâce à MijnFluvius, l'administrateur peut modifier la ou les communautés (ou échange de pair à pair) pour lesquelles il est mandaté au quotidien (cette phrase tient compte du fait que l'administrateur est un tiers et qu'il peut être administrateur d'une ou plusieurs communautés, exemple : administrateur d'un échange de pair à pair et d'une communauté d'énergie).

Les modifications prennent toujours effet à minuit suivant la mise en œuvre de la modification.

L'administrateur se connecte à cette fin avec son compte sur MijnFluvius. L'administrateur reçoit une vue d'ensemble des communautés pour lesquelles il agit en tant que mandataire.

Pour chaque communauté, le statut, le type, l'ID, la date de début et la date de fin éventuelle sont indiqués.

L'administrateur sélectionne ensuite la communauté qu'il souhaite modifier. Si la communauté est de type "échange de pair à pair", l'administrateur peut uniquement mettre fin à l'échange de pair à pair.

Modifications apportées par Fluvius

Les scénarios de marché susceptibles d'avoir un impact sur la composition de l'échange de pair à pair, ou sur le calcul des quantités d'énergie partagées, seront rapportés par les fournisseurs. Fluvius tiendra compte de ces scénarios avant de calculer les volumes.

Les scénarios de marché comprennent un changement de fournisseur, ou la désactivation du point d'accès, entraînant la cessation de l'échange de pair à pair.

Fluvius retirera le participant de la communauté (cela entraîne la fin de l'activité dans le cas de l'échange de pair à pair), sans l'approbation ou la consultation préalable de l'administrateur, dans les cas suivants :

- En cas de retrait de l'autorisation du participant à l'administrateur ou à Fluvius.
- Dans le cas d'un scénario de marché tel que mentionné ci-dessus.
- Dans le cas où un participant ne remplit plus les conditions de participation à l'échange de pair à pair.

2.2.6.5 Calcul des volumes

Version originale :

« Het protocol regelt ten minste de volgende onderwerpen:

4° De vastlegging en de toepassing van de verdeelsleutels waarmee de injectie, beschikbaar voor energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom, wordt verdeeld over één of meerdere afnemers, en de wijzigingen daarin. (Art.4.3.64 §2 4° TRDE) »

Traduction :

" Le protocole règle au moins les sujets suivants :

4° La détermination et l'application des clés de répartition par lesquelles l'injection, disponible pour le partage de l'énergie ou l'échange d'énergie verte de pair à pair, est répartie entre un ou plusieurs clients, et les modifications qui y sont apportées. (Art.4.3.64 §2 4° TRDE) "

Sur une base mensuelle, les données de mesure réelles relevées sont récupérées sur une base quart-horaire pour les compteurs concernés, toujours pour le mois écoulé. Si toutes les données de mesure ne sont pas disponibles, ces valeurs seront estimées conformément aux procédures d'estimation applicables.

Avant que le calcul ne puisse avoir lieu, les scénarios de marché qui pourraient avoir un impact potentiel sur l'échange de pair à pair sont pris en compte.

Lors d'une dernière étape, le calcul des volumes est effectué par Fluvius.

2.2.6.6 Rectification

Version originale :

« Het protocol regelt ten minste de volgende onderwerpen:

8° De foutmeldingsprocedure, indien in de gegevens uitgewisseld volgens punten 1° t.e.m. 7° door één van de betrokken partijen fouten worden vastgesteld, die na controle leidt tot een snelle aanpassing. (Art.4.3.64 §2 8°, TRDE) »

Traduction :

" Le protocole règle au moins les sujets suivants :

8° La procédure de signalement des erreurs, si dans les données échangées selon les points 1° à 7° inclus, des erreurs sont constatées par l'une des parties concernées, ce qui, après vérification, conduit à un ajustement rapide. (Art.4.3.64 §2 8°, TRDE) "

Il est possible que des changements au sein de l'échange de pair à pair aient un impact sur les volumes déjà calculés et envoyés. Fluvius reçoit ces données modifiées (via les rapports du marché ou via le compteur) et fournit un nouveau calcul.

Données modifiées :

- Modification des données de comptage chez l'un des participants.
- Scénarios de marché ayant un impact sur l'échange de pair à pair.

En cas de modification des données de comptage chez un ou plusieurs participants, l'ensemble des données sera recalculé pour la période concernée et de nouveaux fichiers seront envoyés à l'administrateur et au fournisseur. Ensuite, Fluvius recalculera les mois impactés avec les données ajustées.

Après le calcul, Fluvius mettra les nouvelles valeurs à la disposition du fournisseur (via le serveur sFTP) et du client actif (via MijnFluvius). Les données ajustées sont envoyées une fois par mois, en même temps que les calculs mensuels originaux.

La période de rectification est limitée à la réconciliation finale, qui correspond à 36 mois.

2.2.6.7 Echange de données de Fluvius

Version originale :

« Het protocol regelt ten minste de volgende onderwerpen:

5° De uitwisseling van meetgegevens die gepaard gaan met energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom met de gemandateerde derde partij en de toegangshouders en, indien van toepassing, met de dienstverleners van flexibiliteit, en, indien de allocatie wordt aangepast met dit protocol, met de evenwichtsverantwoordelijken (Art.4.3.64 §2 5°, TRDE) »

3° de notificatie van de registratie of de wijzigingen, vermeld onder 2°, aan de toegangshouders op de betrokken allocatiepunten, en aan de geïmpacteerde evenwichtsverantwoordelijken of dienstverleners van flexibiliteit (Art.4.3.64 §2 3°, TRDE) »

Traduction :

" Le protocole règle au moins les sujets suivants :

5° L'échange des données de comptage associées au partage de l'énergie ou à l'échange de pair à pair de l'électricité verte avec le tiers mandaté et les titulaires d'accès et, le cas échéant, avec les fournisseurs de services de flexibilité, et, si l'allocation est ajustée avec ce protocole, avec les opérateurs d'ajustement (Art.4.3.64 §2 5°, TRDE). "

3° la notification de l'enregistrement ou des changements, mentionnés au 2°, aux titulaires d'accès aux points d'attribution concernés, ainsi qu'aux gestionnaires d'équilibre ou aux prestataires de services de flexibilité impactés (Art.4.3.64 §2 3°, TRDE) "

Avec l'administrateur

La communication concernant l'échange de pair à pair se fera toujours entre Fluvius et l'administrateur et se fera par e-mail. Chaque mois, les volumes échangés sont mis à disposition sur MijnFluvius où le client actif peut les consulter.

L'administrateur se connecte à MijnFluvius et, en tant que client actif, sélectionne la communauté pour laquelle il veut voir les données. L'administrateur peut spécifier pour 1 code EAN de visualiser graphiquement les volumes échangés. Par défaut, Fluvius affiche les volumes mensuels échangés au cours de l'année écoulée. L'administrateur peut modifier la granularité pour :

- Jour (tous les volumes quart-horaires du jour en question seront alors affichés)
- Semaine (tous les volumes quart-horaires de la semaine en question seront alors affichés)
- Année (tous les volumes mensuels de l'année concernée seront alors affichés)

Les volumes échangés sont rassemblés dans un fichier csv et peuvent être téléchargés via le lien fourni.

Pour information : après la fin du mandat, l'administrateur peut encore (pour une période maximale de 3 ans) consulter les volumes historiquement échangés pour la période pendant laquelle le mandat était actif.

Avec les participants

Les participants peuvent consulter leurs propres volumes échangés via MijnFluvius. Pour ce faire, ils doivent s'inscrire sur MijnFluvius en utilisant leur eID et lecteur de carte, ou token, ou via Itsme. Les participants disposant déjà d'un compte Fluvius peuvent l'utiliser et doivent simplement se connecter.

Le participant navigue vers l'application "Energiedelen" et indique qu'il souhaite avoir une visibilité sur les volumes échangés. Le participant sélectionne le code EAN pour lequel il souhaite voir les volumes échangés et saisit l'ID communautaire. De cette façon, Fluvius vérifie si le code EAN saisi fait partie de l'échange de pair à pair. Si nécessaire, Fluvius envoie une demande d'autorisation à l'utilisateur du réseau de l'EAN. Après approbation, le participant peut consulter les volumes échangés. Il se connecte à MijnFluvius et indique 1 EAN pour lequel il souhaite visualiser graphiquement les volumes échangés. Par défaut, Fluvius affiche les volumes mensuels échangés de l'année passée. Le participant peut modifier la granularité :

- Jour (tous les quart-horaires du jour en question seront alors affichés)
- Semaine (tous les quart-horaires de la semaine en question seront alors affichés)
- Année (tous les volumes mensuels de l'année concernée seront alors affichés)

La communication avec Fluvius se fait principalement via l'administrateur. Dans des cas exceptionnels, le participant peut contacter directement Fluvius (par exemple, quand il souhaite se retirer de l'échange de pair à pair).

Avec les fournisseurs

Serveur sFTP (Secure File Transfer Protocol)

Une fois par mois, Fluvius fournit au fournisseur les volumes recalculés de prélèvement et d'injection par quart d'heure et par client pour lequel il agit en tant que fournisseur ainsi que les volumes recalculés agrégés sur une base mensuelle. C'est-à-dire que deux fichiers sont livrés mensuellement, par échange de pair à pair, contenant les volumes de tous les points participants.

Un fichier contient toutes les valeurs trimestrielles corrigées par code EAN et par échange de pair à pair.

Le second fichier contient les valeurs trimestrielles corrigées et agrégées sur une base mensuelle par code EAN et par échange de pair à pair.

Le fournisseur reçoit ces fichiers via le serveur sFTP de Fluvius.

Les fichiers sont livrés à l'aide du code GLN du fournisseur d'énergie.

Avec ceux-ci, le fournisseur reçoit le volume alloué via l'échange de pair à pair à déduire du prélèvement du participant. Le fournisseur recevra le volume (que le client final a reçu lors de l'échange de pair à pair), à déduire de la facture du client final.

2.2.6.8 Allocation et réconciliation

Version originale :

« Het protocol regelt ten minste de volgende onderwerpen:

6° de eventuele vastlegging van de aanpassingen aan de methodiek van allocatie en reconciliatie, volgend uit energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom;

7° de eventuele aanpassingen in de allocatie- en reconciliatiegegevens van de toegangshouders en hun evenwichtsverantwoordelijken, en, indien zij zelf betrokken zijn in de allocatie of reconciliatie, communicatie over de allocatie en reconciliatie met de gemandateerde partij(en) (Art.4.3.64 §2 6° en 7°, TRDE) »

Traduction :

" Le protocole règle au moins les sujets suivants :

6° l'enregistrement éventuel d'ajustements à la méthodologie d'allocation et de réconciliation, suite au partage de l'énergie ou à l'échange d'électricité verte de pair à pair ;

7° les ajustements éventuels des données d'allocation et de réconciliation des titulaires d'accès et de leurs responsables d'équilibre, et, s'ils sont eux-mêmes impliqués dans l'allocation ou la réconciliation, la communication sur l'allocation et la réconciliation avec le ou les mandataires (Art.4.3.64 §2 6° et 7°, TRDE) ".

Dans cette version du protocole, l'une des exigences est que tous les participants d'un échange de pair à pair aient un contrat avec le même fournisseur d'énergie. Cela signifie que l'on peut faire abstraction des impacts possibles sur les processus d'allocation et de réconciliation de paiement entre fournisseurs.

2.2.7 Autres informations

Cette partie répond aux questions posées par la CWaPE.

2.2.7.1 Arrangement et paiement entre les fournisseurs

D'ici 2023, les clients actifs pourront faire des échanges de pair à pair même s'ils ne sont pas chez le même fournisseur d'électricité. La version 3 du protocole prévoit ceci :

- Fluvius fait les calculs des volumes et ces volumes font l'objet d'un processus (à part) de réconciliation ex post.
- FeReSO (FeBEG) assumera le rôle d'organisme de réconciliation pour la réconciliation financière dans le cadre du partage de l'énergie. Cela signifie que Fluvius enverra les totaux calculés pour toutes les combinaisons de marché, via la même interface, à FeReSO en tant que partie centrale.

- Sur la base des données fournies, FeReSO calculera les soldes financiers par partie du marché, en utilisant un prix de référence convenu.

Procédure détaillée :

1. Contexte du partage d'énergie du point de vue des règlements

Le partage de l'énergie est un calcul ex post, effectué après la livraison de l'énergie, sous la forme d'un déplacement appliqué aux volumes d'énergie physiquement livrés.

Les flux d'énergie physique eux-mêmes ne sont pas affectés, car ils ne sont ni augmentés ni diminués par le partage d'énergie.

Dans le calcul ex post, les mesures énergétiques des flux énergétiques bruts sont toujours prises comme point de sortie. Ces mesures d'énergie sont effectuées sur une base quart-horaire. De cette façon, la méthode de calcul est conforme à la façon dont le processus normal du marché fonctionne.

La conséquence de cette approche est qu'un choix est possible concernant le traitement des ajustements de volume :

- Soit dans le chef du fournisseur d'énergie.

- Soit dans le chef du responsable de l'équilibre.

Il a été décidé de traiter l'impact du règlement dû au partage de l'énergie à court terme, au moyen d'un processus de réconciliation financière supplémentaire, et ce, dans le chef du fournisseur d'énergie.

L'engagement de sourcing entre le fournisseur d'énergie et le responsable d'équilibre reste donc inchangé (déterminé par les flux d'énergie physiques). Toutefois, une compensation financière est requise entre les fournisseurs concernés, dans le but de traiter l'impact financier des transferts ex post entre eux :

- Le fournisseur du client actif consommateur devrait être remboursé pour la part d'énergie partagée qu'il peut facturer, en moins, à l'utilisateur du réseau (énergie qu'il a cependant sourcé par le biais des contrats existants).

- Le fournisseur du client actif producteur devrait rembourser la part de l'énergie partagée qui a été fournie dans l'échange, à partir de l'installation dont les volumes injectés sont repris dans son périmètre, sur la base de son contrat d'achat (énergie qu'il a cependant commercialisée par le biais des contrats existants).

Cette version du protocole prévoit un règlement financier central, basé sur le principe de la somme nulle, pour gérer les variations de volume.

2. Rôle de Fluvius

Dans ce contexte, le rôle de Fluvius consiste à :

- Faire les calculs des totaux par combinaison de marchés.
- Communiquer ces totaux à l'organisme de réconciliation désigné pour la partie financière du processus.

Une fois les calculs des volumes échangés (au niveau de l'échange de pair à pair) effectués, Fluvius additionne tous les volumes échangés pour chaque combinaison de marchés individuels. Cela se fera également sur une base quart-horaire.

Une combinaison de marché est une combinaison des paramètres suivants :

- Fournisseur
- Responsable de l'équilibre
- GAP (grid access provider, of Gestionnaire de réseau de distribution)
- « Direction de l'électricité » (prélèvement ou injection)
- Type de compteur (AMR of compteur communicant en régime de comptage 3)
- Type de production (PV, éolien, ...)
- Timestamp (l'indication de l'intervalle de 15')

Le total de l'agrégation est le volume total échangé qui sera déduit pour une combinaison donnée au sein du règlement du volume brut, tel que calculé dans le processus du marché du règlement. Fluvius divulguera ces totaux aux participants du marché afin qu'ils soient en mesure de régler, entre eux, les positions réalisées à la suite du partage de l'énergie.

3. Rôle de FeReSO

FeReSO (FeBEG) assumera le rôle d'organisme de réconciliation pour la réconciliation financière dans le cadre du partage de l'énergie. Cela signifie que Fluvius enverra les totaux calculés pour toutes les combinaisons de marché via la même interface à FeReSO en tant que partie centrale. Sur la base des données fournies, FeReSO calculera les soldes financiers par partie du marché, en utilisant un prix de référence convenu.

4. Contenu

Le calcul des volumes d'énergie pour chaque combinaison de marché est effectué mensuellement pour le mois précédent. Le règlement financier est effectué sur une base trimestrielle, sur la base des données de chaque période de 3 mois. Les ajustements rétroactifs peuvent entraîner des rectifications ad hoc de calculs antérieurs. À cette fin, le processus est organisé en 2 phases, selon une chronologie définie. Nous clarifions cela à l'aide d'un exemple concret, à savoir pour le premier trimestre 2023 ;

	scope	last run	rectif 1	calcul 1	comm 1	clearing 1	rectif 2	calcul 2	comm 2	clearing 2
jan/23										
feb/23										
mrt/23										
apr/23										
mei/23										
jun/23										
jul/23										
aug/23										
sep/23										
okt/23										
nov/23										
dec/23										
jan/24										
feb/24										
mrt/24										
apr/24										
mei/24										
jun/24										
jul/24										
aug/24										
sep/24										
okt/24										
nov/24										
dec/24										

- Scope : la période effective de traitement
- Last run : le calcul d'agrégation relatif à mars 2023 sera effectué en avril 2023
- Rectif : la période pendant laquelle nous effectuons des recalculs rétroactifs pour les corrections de la période de référence
- Calcul : moment du calcul de la réconciliation financière
- Comm : le cycle de communication (qui laisse du temps pour des objections)
- Clearing : conclusion de la phase en ce qui concerne le règlement de la période

La mise en place du processus en 2 phases permet, d'une part, de régler les comptes entre les parties lors de la première phase à un niveau de qualité élevé. D'autre part, la 2e étape permet encore le traitement des éventuelles rectifications ultérieures.

5. Rectification

Toute rectification intervenant dans les 3 mois suivant le calcul de l'agrégation déclenchera le recalcul des agrégations. Cela se fait mensuellement, ce qui revient à une fenêtre glissante de 4 mois pendant laquelle jusqu'à 3 mises à jour peuvent être envoyées pour chaque mois calculé. Après ces 3 mois, la situation est définitive et le règlement du mois en question est clôturé.

2.2.7.2 Arrangement et paiement entre les GRD

Il y a 10 GRD différents en Flandre et Fluvius en est la société d'exploitation. Fluvius va chapeauter ces 10 GRD. Ils ont, tous les 10, mandaté Fluvius pour agir en leur nom et à leur compte. Ce qui permet de facilement faire des échanges de pair à pair d'un bout à l'autre de la Flandre, en passant par différents GRD. Tous les échanges financiers seront calculés et réglés par Fluvius.

2.2.7.3 Atrias

Après une interview avec la VREG, il nous a été confirmé que le processus par lequel MijnFluvius enregistre les flux des échanges de pair à pair est indépendant d'Atrias.

2.2.8 Analyse SWOT

Forces	Faiblesses
- Pas de limite de périmètre au sein de la Région flamande - Possibilité de suivre toutes les interactions de l'échange pair à pair sur le site MijnFluvius (pour les clients et les fournisseurs) - Procédure et mise en œuvre du système déjà très avancé	- Pas d'adaptation de tarification - Ebauche d'échange Many to one, mais pas encore abouti - Pas de contrat type pour les clients
Opportunités	**Menaces**
	- Règlement technique transitoire amené à évoluer - Nouveau régime tarifaire à partir de 2025 - Pas de réglementation en cas de non-paiement entre clients

2.3 Analyse de la transposition Portugaise

2.3.1 Cadre législatif

Le décret-loi nº 15/2022[15] du 14 janvier 2022 établit l'organisation et le fonctionnement du Système Électrique National (SEN) et procède à la transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et à une transposition partielle de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement, concernant la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables. Ce décret réglemente l'activité de production décentralisée d'électricité au Portugal et établit le régime juridique applicable à la production d'électricité destinée à l'autoconsommation. L'électricité est produite par des technologies de production renouvelables, appelées unités de production pour l'autoconsommation (UPAC). Le décret-loi vise à faciliter l'autoconsommation des énergies, et à promouvoir les communautés d'énergie renouvelable, en éliminant les obstacles juridiques injustifiés, et en créant les conditions nécessaires à l'élaboration de solutions innovantes, tant du point de vue économique que social, fondées sur l'exploitation des nouvelles possibilités technologiques.

2.3.2 Définitions

Echange de pair à pair

« La vente d'énergie renouvelable entre participants de marché par le biais d'un contrat prévoyant des conditions prédéterminées régissant l'exécution et le règlement automatisés de la transaction soit directement entre les participants au marché, soit indirectement par l'intermédiaire d'un tiers participant au marché, et dont l'enregistrement est sans préjudice des droits et obligations des parties concernées en tant que consommateurs finals. *(Art. 3, o), Decreto-Lei n.º 15/2022)* ».

Autoconsommateur

« Un consommateur final qui produit de l'énergie renouvelable pour sa propre consommation dans des installations situées sur le territoire national et qui peut stocker ou vendre de l'électricité d'origine renouvelable produite par ses propres moyens. Pour autant que, pour les autoconsommateurs d'énergie renouvelable non domestique, ces activités ne constituent pas leur principale activité commerciale ou professionnelle et peuvent exercer cette activité en autoconsommation individuelle (ACI) ou en autoconsommation collective (ACC) lorsque respectivement l'autoconsommation est destinée à la consommation par une installation électrique d'utilisation (IU), ou par deux ou plusieurs IU. Dans les deux cas, il faut des connexions entre les UPAC et les IU par l'intermédiaire d'un réseau interne et/ou par une ligne directe. *(Art. 3, f), Decreto-Lei n.º 15/2022)* »

[15] Decreto-Lei n.º 15/2022 | DRE

Production d'électricité à des fins d'autoconsommation

« L'activité de production destinée à répondre aux besoins propres d'approvisionnement en électricité des installations d'utilisation du producteur ou de tiers dans le cas d'autoconsommation collective ; sans préjudice de l'apport d'énergie excédentaire produite sur le réseau électrique public (Art.2, nnn, Regulamento n.º 1129/202016)»

Producteur ordinaire

« Une entité titulaire d'une licence de production d'électricité dont l'activité ne relève pas d'un régime juridique particulier (Art.2, rrr, Regulamento n.º 1129/2020) »

Agrégateur

« L'entité qui, conformément à la loi, consolide par agrégation la consommation et/ou la production d'électricité (Art.2, c, Regulamento n.º 1129/2020)»

Fournisseur

« Une entité ayant la capacité de fournir de l'électricité et pouvant être un producteur ou un fournisseur (Art.2, ii, Regulamento n.º 1129/2020)»

Contrat d'achat d'électricité renouvelable

« Un contrat en vertu duquel une personne physique ou morale s'engage à acheter de l'électricité renouvelable directement auprès d'un producteur (Art. 3, s, Decreto-Lei n.º 15/2022)»

Négociant

« L'entité dont l'activité consiste en l'achat en gros et la vente en gros et/ou au détail d'électricité et/ou de gaz, en son nom propre ou pour le compte de tiers, y compris les fournisseurs de régime de marché et les fournisseurs de ressources en dernier ressort (Art.2, t, Regulamento n.º 1129/2020)»

Consommateur

« Le client qui achète de l'électricité pour son propre usage domestique, à l'exclusion des activités commerciales ou professionnelles, couvrant la phase précontractuelle (Art.2, z, Regulamento n.º 1129/2020) »

Énergie excédentaire de la production pour l'autoconsommation

« L'énergie produite par des UPAC et non consommée ou stockée (Art. 3, dd, Decreto-Lei n.º 15/2022) »

Compteur intelligent

« Un dispositif qui fait partie d'un système électronique préparé pour mesurer la consommation d'électricité ou l'électricité introduite dans le réseau et qui peut transmettre et

[16] ERSE - Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás

recevoir des données à des fins d'information, de surveillance, de contrôle et d'action ; en utilisant une forme de communication électronique *(Art. 3, r, Decreto-Lei n.º 15/2022)* »

Réseau électrique de service public (RESP)

« L'ensemble des installations de service public destinées au transport et à la distribution d'électricité qui intègrent le réseau national de transport d'électricité (RNT), le réseau national de distribution d'électricité (RND) et les réseaux de distribution de basse tension (BT) *(Art. 3, ggg, Decreto-Lei n.º 15/2022* »

Réseau interne

« Le réseau de service privé, installé dans un espace confiné et à contiguïté géographique, comprenant un ensemble de lignes interconnectées et d'autres installations électriques auxiliaires destinées à la transmission de l'énergie provenant d'UPAC ou d'installations de stockage vers une ou plusieurs IU associées à l'autoconsommation, pouvant être interconnectées électrique avec RESP (Art. 3, hhh, Decreto-Lei n.º 15/2022) »

Sources d'énergie renouvelables

« Les sources d'énergie non fossiles renouvelables, notamment éolienne, solaire, aérothermique, géothermique, hydrothermique, océanique, hydraulique, biomasse et gaz renouvelables (Art. 3, hh, Decreto-Lei n.º 15/2022) »

Utilisateur de réseau

« Toute personne physique ou morale qui fournit de l'électricité sur le réseau ou qui y est approvisionnée, y compris les clients acteurs du marché, les fournisseurs, les fournisseurs de dernier recours et les producteurs »

2.3.3 Description du mécanisme

Échange de pair à pair : la vente d'énergie renouvelable entre participants du marché par le biais d'un contrat prévoyant des conditions prédéterminées régissant l'exécution et le règlement automatisés de la transaction, soit directement entre les participants au marché, soit indirectement par l'intermédiaire d'un tiers participant au marché, et dont l'enregistrement est sans préjudice des droits et obligations des parties concernées en tant que consommateurs finals.

2.3.3.1 Procédure pour un échange de pair à pair

1. Enregistrement des installations de production d'électricité renouvelable

Un fournisseur (pouvant être un fournisseur classique ou un producteur tel qu'un autoconsommateur) a l'obligation d'enregistrer ses unités de production d'autoconsommation (UPAC).

a) Il doit tout d'abord voir quel type d'enregistrement il doit faire, selon son type d'UPAC (point 2.3.5)
b) Il procède à l'enregistrement (point 2.3.4)
c) Il paie les frais de licence correspondant à l'enregistrement qu'il a fait (point 2.3.6)

2. Installation de compteurs intelligents

Pour que l'échange de pair à pair ait lieu, le producteur doit installer un ou deux compteurs intelligents (point 2.3.7).

3. Contrat d'achat d'électricité renouvelable

Une fois les étapes précédentes achevées, le producteur peut vendre son électricité à un consommateur, via le contrat d'achat d'électricité renouvelable. Ce contrat est signé avec le producteur, le consommateur, et un négociant ou un agrégateur.

Négociant

« L'entité dont l'activité consiste en l'achat en gros et la vente en gros et/ou au détail d'électricité et/ou de gaz, en son nom propre ou pour le compte de tiers, y compris les fournisseurs de régime de marché et les fournisseurs de ressources en dernier ressort »

Agrégateur

« L'entité qui, conformément à la loi, consolide par agrégation la consommation et/ou la production d'électricité »

2.3.3.2 Droits de l'autoconsommateur

«Art. 88.º, direitos do autoconsumidor *a) - k), Decreto-Lei n.º 15/2022)»*

a) installer une ou plusieurs UPAC ;

b) établir et exploiter des lignes directes en l'absence d'accès au réseau public, et établir et exploiter des réseaux internes ;

c) établir, acquérir, ou exploiter des RDF (réseaux de distribution fermés) ;

d) consommer, dans l'IU associée(s) à l'UPAC ou aux UPAC, l'électricité produite ou stockée dans ses propres installations ;

e) négocier l'énergie excédentaire de la production à des fins d'autoconsommation, par l'intermédiaire des marchés de l'électricité, notamment des marchés organisés, des contrats bilatéraux, ou des accords de commercialisation entre pairs, directement ou par l'intermédiaire de tiers ;

f) supporter des tarifs et des charges proportionnés et non discriminatoires, notamment au maximum de leurs coûts ;

g) exploiter des installations de stockage, associées à l'UPAC ou à l'IU ou autonome, sans que celles-ci soient soumises à des charges doubles, y compris des redevances d'accès au réseau pour l'électricité stockée qui se limite à ses installations ;

h) demander l'émission de garanties d'origine pour l'électricité excédentaire produite par des UPAC et injectée dans le réseau ;

i) maintenir ses droits et obligations en tant que consommateur d'électricité et d'autoconsommation ;

j) accéder aux informations fournies sur la plateforme électronique de la DGEG, réservée à l'autoconsommateur, pour le contrôle de son profil de production et de consommation d'énergie et pouvoir en autoriser l'accès par des tiers ;

k) Cesser l'activité d'autoconsommation.

2.3.3.3 Devoirs de l'autoconsommateur

«Art. 88.º, deveres do autoconsumidor *a) - i), Decreto-Lei n.º 15/2022)»*

a) obtenir un titre de contrôle conformément aux dispositions du décret-loi nº 15/2022 ;

b) supporter le coût des modifications de la connexion de l'IU au RESP, conformément à la réglementation applicable ;

c) supporter, le cas échéant, les frais de raccordement au RESP d'UPAC et aux systèmes spécifiques de gestion dynamique, conformément à la réglementation applicable ;

d) supporter les tarifs en vigueur en cas d'utilisation du RESP ;

e) dimensionner l'UPAC de manière à assurer la plus grande approximation possible de l'énergie électrique produite à la quantité d'énergie électrique consommée, en minimisant l'excédent ;

f) fournir, à l'entité légalement chargée de la surveillance de l'activité de production en autoconsommation, toutes les informations et données techniques ;

g) permettre et faciliter l'accès aux UPAC au personnel technique des entités visées au point précédent, du groupement et du gestionnaire de réseau ;

h) s'assurer que les équipements de production installés sont certifiés ;

i) cesser l'activité d'autoconsommation, adopter les procédures nécessaires pour le retrait de l'UPAC, d'autres systèmes de gestion, d'équipements et d'installations auxiliaires, le cas échéant.

2.3.4 Enregistrement de l'UPAC

Toute UPAC doit être notifiée à la DGEG (Direction générale pour l'énergie et la géologie) avant installation. La procédure de notification préalable s'effectue au moyen de la plateforme électronique gérée par la DGEG et prend en considération les aspects suivants :

- Inscription du demandeur sur la plateforme en remplissant le formulaire mis à sa disposition ;
- Insertion des documents d'instruction ;
- La preuve attestant la date et l'heure du dépôt de la communication préalable, est délivrée de manière automatique.

Après obtention de la preuve de la présentation de la notification préalable, l'intéressé est habilité à procéder à l'installation. Une fois celle-ci terminée, sa mise en service doit être enregistrée sur la plateforme informatique de la DGEG, accompagnée de la remise de la décharge souscrite par un technicien habilité, attestant que l'installation respecte les normes légales et réglementaires applicables.

Lorsque l'injection d'électricité dans le RESP est prévue, la DGEG demande au gestionnaire de réseau de distribution (GRD) d'indiquer les conditions de raccordement au RESP, dans les 30 jours suivant l'obtention de la preuve de la communication préalable. Le GRD met à disposition les conditions de connexion au RESP et, le cas échéant, le budget correspondant, dans les 60 jours suivant la demande.

L'enregistrement n'est plus valable à :

1. Expiration :
- Si les redevances dues ne sont pas payées dans le délai imparti ;
- Si aucune demande de certificat d'exploitation n'est présentée dans les neuf mois suivant la délivrance de la preuve de l'enregistrement ;
- Si le titulaire renonce à l'enregistrement.
2. Révocation (par la DGEG) :

Lorsque l'activité n'est pas conforme aux normes légales et réglementaires et que le titulaire n'a pas adopté, dans le délai qui lui a été imparti, les recommandations de la DGEG visant à rétablir la légalité de l'activité.

2.3.5 Types d'enregistrement

Pour l'installation d'un ou plusieurs UPAC, une procédure d'autorisation est nécessaire.

Cette procédure est la première étape de l'exercice des activités de AC et de stockage d'électricité, et est soumise à différentes règles qui dépendent de la puissance du système à installer. Il existe 4 catégories qui sont différenciées par la puissance installée.

1. **Exemption d'enregistrement préalable**

S'applique à la production d'électricité destinée à l'autoconsommation avec puissance installée inférieure ou égale à 700 W.

Titre délivré :

▪ Il n'y a pas de titre délivré.

2. **Enregistrement préalable**

S'applique à la production d'électricité destinée à l'autoconsommation avec puissance installée supérieure à 700 W et inférieure ou égale à 30 kW.

Titre délivré :

▪ Preuve de la présentation de l'enregistrement préalable permettant l'installation de l'UPAC.

3. **Enregistrement préalable et certificat d'exploitation**

L'enregistrement préalable et le certificat d'exploitation s'appliquent à la production d'électricité pour l'autoconsommation, d'une puissance installée supérieure à 30 kW et inférieure ou égale à 1 MW, et pour le stockage autonome d'électricité d'une puissance installée inférieure ou égale à 1 MW.

Titre délivré :

▪ Preuve de l'enregistrement préalable permettant l'installation de l'UPAC ou de l'installation de stockage ;

▪ Certificat d'exploitation permettant à l'UPAC de commencer à fonctionner.

4. **Licence de production et d'exploitation**

La licence de production et la licence d'exploitation sont nécessaires pour l'autoconsommation d'une puissance installée supérieure à 1 MW et pour les installations de stockage d'électricité autonome d'une puissance installée supérieure à 1 MW.

Titre délivré :

▪ une licence de production permettant l'établissement et l'exercice des activités d'AC ou de stockage d'électricité ;

▪ Licence d'exploitation permettant la mise en exploitation de l'installation d'AC ou de stockage de l'électricité.

2.3.6 Frais de licence

L'activité d'autoconsommation est soumise à des frais de licence. Ces frais sont représentés dans le tableau ci-dessous.

Adminiistrative procedures	Power	Registration for UPAC connected to RESP	Registration for UPAC not connected to RESP
Appraisal of the application for registration	≤30 kW	free	free
	>30 kW e ≤100 kW	200 €	140 €
	>100 kW e ≤250 kW	400 €	240 €
	>250 kW e ≤1000 kW	600 €	400 €
Appraisal of the application for the certificate of exploitation without DGEG inspection	>30 kW e ≤250 kW	80 €	80 €
	>250 kW e ≤1000 kW	120 €	120 €
Appraisal of the application for the certificate of exploitation with **DGEG**[1] inspection	>30 kW e ≤250 kW	240 €	240€
	>250 kW e ≤1000 kW	360 €	360 €
Request for annotation of alterations that do not require a new exploitation certificate		50 €	50 €
Request for annotation of alterations that require a new exploitation certificate		70 €	70 €
Request for periodic inspection		40 €	40 €

Figure 6 Frais de licence des unités de production en fonction de la puissance

2.3.7 Comptage de l'énergie

Deux types de comptage existent au Portugal. Le premier a lieu quand la puissance de l'UPAC est de moins de 4 kW et le deuxième quand la puissance est supérieure à 4 kW.

Dans les 2 cas, il est nécessaire d'avoir un compteur intelligent qui calcule l'électricité non autoconsommée et injectée sur le réseau. Quand on se trouve dans le second cas, un compteur totalisateur doit être installé entre l'UPAC et l'IU.

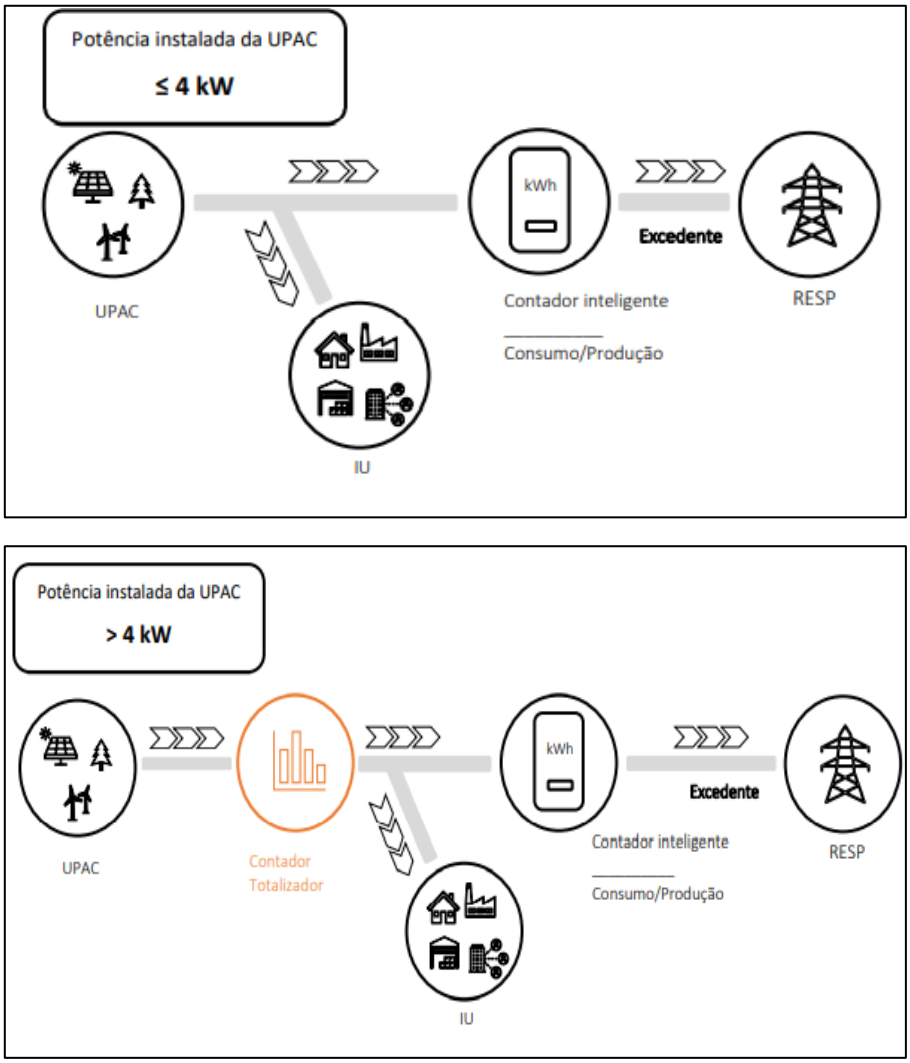

Figure 7 Description du trajet des flux électriques selon la puissance installée

Le comptage de l'énergie électrique totale, produite par l'UPAC lorsque l'IU associé à l'UPAC connecté au RESP, est obligatoire lorsque la puissance installée est supérieure à 4 kW (compteur totalisateur). Il est intégré dans le système de comptage centralisé de l'Opérateur du Réseau de Distribution (ORD) correspondant.

Les points de comptage obligatoires sont :

a) Consommation/production (compteur bidirectionnel) - du point de raccordement de l'installation d'utilisation (IU) de l'autoconsommateur au réseau interne ou au RESP,

pour la mesure de la consommation de l'IU et de l'excédent injecté dans le réseau correspondant ;

b) Compteur totalisateur - du point de raccordement à l'IU de l'UPAC intégré en autoconsommation individuelle, à condition que la puissance installée de l'UPAC soit supérieure à 4 kW aux fins de la mesure de l'injection de l'UPAC dans l'IU.

Le comptage de l'énergie électrique extraite ou injectée dans les installations de stockage associées à l'UPAC est également obligatoire lorsque celles-ci sont connectées au RESP et qu'elles font partie d'une installation électrique distincte de l'UPAC ou de l'IU.

2.3.8 Aspects tarification

2.3.8.1 Réseau interne

Il n'y a pas de tarif pour l'utilisation du réseau interne (sans utilisation du RESP).

2.3.8.2 RESP

L'utilisation du RESP par toute unité d'autoconsommation est soumise au paiement des tarifs d'accès au réseau.

Le tarif d'accès au réseau est payé par tous les consommateurs et reflète le coût des infrastructures et des services utilisés par tous les consommateurs de manière collective. Ce tarif est le résultat de la somme des tarifs d'utilisation globale du réseau, de l'utilisation du réseau de transport, de l'utilisation du réseau de distribution, et du changement logistique de l'exploitation du fournisseur.

Les tarifs définis et appliqués à l'AC sont constitués des prix suivants :

a) Tarif d'accès réseau pour un vendeur, définis en euros par kW, par jour.
b) Tarif d'accès réseau pour un acheteur, définis en euros par kWh.

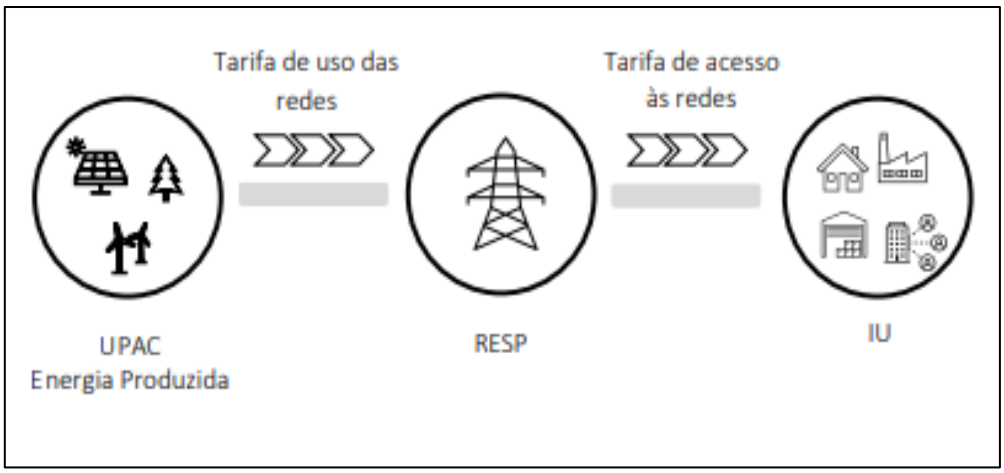

Figure 8 Description de la différence entre le tarif d'accès réseau d'un acheteur et d'un vendeur

Les prix définis sont différenciés selon :

a) Le niveau de tension

MAT – Très haute tension (tension entre les phases dont la valeur effective est > 110 kV)

AT – Haute Tension (…> 45 kV ≤ 110 kV)

MT – Tension Moyenne (…>1 kV ≤ 45 kV)

BT – Basse Tension (…≤ 1 kV)

BTE – Basse tension spéciale (Basse tension avec une puissance de moins de 41.4 kW)

BTN – Basse tension normale **(**Basse tension avec une puissance de plus de 41.4 kW)

b) Tarif horaire (hiver(h) ou été(é))

a) Heures de pointe = 5h/jour-h vs 3h/jour-é

b) Heures pleines = 12h/jour-h vs 14h/jour-é

c) Heures normales = 3h/jour

d) Heures creuse = 4h/jour

c) Période à laquelle l'électricité est délivrée

a) Période I : du 1er janvier au 31 mars

b) Période II : du 1er avril au 30 juin

c) Période III : du 1er juillet au 30 septembre

d) période IV : du 1er octobre au 31 décembre

2.3.8.3 Tarif d'accès réseau pour un vendeur

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE			PREÇOS
Termo tarifário fixo			EUR/dia
			0,7010
Potência			EUR/(kW.dia)
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	0,4941
		Contratada	0,0251
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	0,6412
		Contratada	0,0453
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2244
		Horas cheias	0,1549
		Horas de vazio normal	0,1087
		Horas de super vazio	0,0968
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2216
		Horas cheias	0,1518
		Horas de vazio normal	0,1081
		Horas de super vazio	0,0974
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1832
		Horas cheias	0,1514
		Horas de vazio normal	0,1047
		Horas de super vazio	0,0929
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1799
		Horas cheias	0,1502
		Horas de vazio normal	0,1032
		Horas de super vazio	0,0941
Energia reativa			EUR/kvarh
		Indutiva	0,0108
		Capacitiva	0,0083

Figure 9 Tarif d'accès réseau pour un vendeur en régime BTE

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
	Tarifa de médias utilizações	27,6	1,2221
		34,5	1,5202
		41,4	1,8184
	Tarifa de longas utilizações	27,6	2,2551
		34,5	2,8136
		41,4	3,3721
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2836
		Horas cheias	0,1574
		Horas de vazio	0,0936
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2445
		Horas cheias	0,1483
		Horas de vazio	0,0926

Figure 10 Tarif d'accès réseau pour un vendeur en régime BTN (>20,7 kVA)

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
	Tarifa simples	3,45	0,0803
		4,6	0,1120
		5,75	0,1437
		6,9	0,1754
		10,35	0,2647
		13,8	0,3557
		17,25	0,4447
		20,7	0,5374
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,1629
		4,6	0,2079
		5,75	0,2516
		6,9	0,2985
		10,35	0,3984
		13,8	0,4885
		17,25	0,5765
		20,7	0,6686
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1799
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2052
		Horas de vazio	0,1114
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3220
		Horas cheias	0,1760
		Horas de vazio	0,1114

Figure 11 Tarif d'accès réseau pour un vendeur en régime BTN (≤20,7 kVA)

2.3.8.4 Tarif d'accès réseau pour un acheteur

ENERGIA			PREÇOS
Energia ativa			EUR/kWh
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1652
		Horas cheias	0,1562
		Horas de vazio normal	0,1355
		Horas de super vazio	0,1221
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1524
		Horas cheias	0,1490
		Horas de vazio normal	0,1321
		Horas de super vazio	0,1288

Figure 12 Tarif d'accès réseau pour un acheteur

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa EUR/kWh							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
BTE	4	0,1950	0,1814	0,1530	0,1333	0,1799	0,1730	0,1492	0,1406
BTN>	3	0,1889	0,1771	0,1464		0,1889	0,1771	0,1464	
BTN< tri-horárias	3	0,1886	0,1768	0,1465		0,1886	0,1768	0,1465	
BTN bi-horárias	2	0,1803		0,1465		0,1803		0,1465	
BTN simples	1	0,1684				0,1684			

Figure 13 Tarifs de l'énergie appliqués à la fourniture en basse tension spéciale (BTE) et en basse tension normale (BTN).

2.4 Analyse de la transposition néerlandaise

2.4.1 Introduction

Tout d'abord, il est nécessaire de rappeler que les Pays-Bas n'ont pas encore transposé les directives européennes (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944. Celles-ci seront incluses dans la loi « Energiewet[17] », qui viendra remplacer les 2 lois « Gaswet » et « Elektriciteitswet » (gaz et électricité) de 1998 dans le but de les actualiser, de soutenir la transition énergétique, et de contribuer à l'objectif d'un approvisionnement en énergie propre qui soit sûr, fiable, abordable, et compatible avec l'espace disponible (overheid.nl, 2022).

2.4.2 Projets retenus

Les Pays-Bas créent la loi « Energiewet » en tenant compte d'expériences sur des projets réalisés sur le sol néerlandais. Suite à plusieurs échanges avec la CWaPE, il a été demandé d'analyser plusieurs projets néerlandais. Deux projets ont été retenus : Powerpeers et Eenmes.

2.4.2.1 Powerpeers

Powerpeers est un fournisseur d'électricité qui offre un service permettant à ses clients de faire des échanges de pair à pair. Les clients sont tous rassemblés sur une plateforme. De cette plateforme, ils peuvent choisir de quels autres clients ils vont pouvoir consommer le surplus. L'entreprise garantit une énergie 100% verte venant des Pays-Bas, c'est pourquoi, s'il n'y a pas de surplus, la plateforme prévoit une fourniture d'énergie provenant d'une source renouvelable (ex : les éoliennes présentes en mer du Nord)[18].

2.4.2.2 Eemnes (projet pilote)

Les clients sont rassemblés sur la plateforme RENAISSANCE. A partir de cette plateforme, les consommations et productions en électricité de chacun peuvent être consultées. La plateforme permet également d'obtenir des informations prédictives sur les consommations et productions à venir en fonction de différents facteurs (saison, heure, météo, utilisation ou non de l'électricité, …). Certains paramètres peuvent être entrés manuellement. Sur base de ces facteurs, la plateforme calcule un volume d'énergie qui peut être mis en vente. Le système de vente est basé sur une vente aux enchères. Les clients peuvent donc acheter manuellement l'électricité vendue par leurs voisins[19].

---

[17] Microsoft Word - 1. Wetsvoorstel Energiewet versie UHT d.d. 17 nov 2021b (overheid.nl)
[18] Hoe werkt het - Powerpeers
[19] Eemnes, The Netherlands - Renaissance H2020 Project (renaissance-h2020.eu)

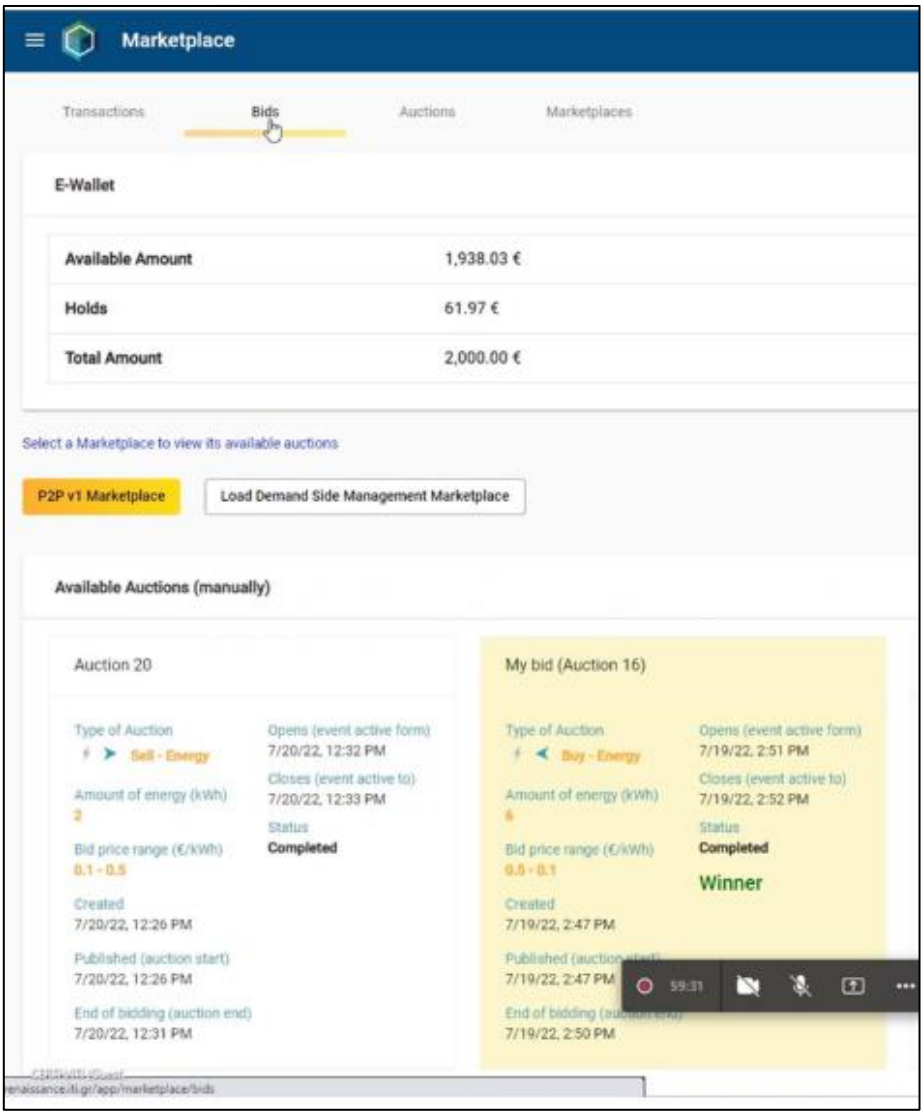

Figure 14 Exemple de vue l'interface de renaissance. Source : RENAISSANCE results slide deck - Renaissance H2020 Project (renaissance-h2020.eu)

2.4.3 Cadre législatif

Le cadre mis en place pour les échanges de pair à pair est basé sur la loi « Energiewet » qui n'est pas encore d'application. Celle-ci est pour l'instant bloquée devant la 2e chambre des représentants et va remplacer les lois « Electriciteitswet » et « Gaswet » de 1998.

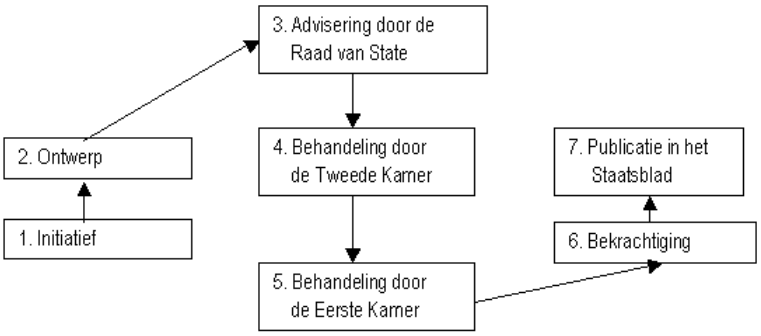

Figure 15 Description du cheminement d'un loi, de sa conception à sa publication.

2.4.3.1 Plusieurs fournisseurs

Pour l'électricité, plusieurs fournisseurs peuvent être actifs sur une connexion (fournisseur classique et clients actifs par exemple). Dans ce cas, des points d'accès supplémentaires doivent être demandés par le client final. Il ne peut y avoir qu'un seul fournisseur par point d'accès (Point d'accès : point administratif où l'importation, le retrait, ou la consommation d'électricité ou de gaz sont attribués à un acteur du marché).

2.4.3.2 Echange de pair à pair

L'acteur du marché qui facilite l'échange de pair à pair réunit l'offre des clients actifs et des clients finaux, et se charge de son traitement administratif. Un client actif peut être, par exemple, un ménage équipé de panneaux solaires, qui alimente le système en électricité les jours de grand soleil, ou un utilisateur final industriel équipé d'une centrale de cogénération ou de sa propre ferme solaire, qui alimente le système en électricité excédentaire.

Dans le cadre de l'échange de pair à pair, un client actif livre son électricité produite à un client final et le facilitateur aide à la réalisation de cette transaction, et la traite à des conditions convenues à l'avance. La vente peut se faire directement entre le client actif et le client final, ou par l'intermédiaire du facilitateur.

2.4.3.3 Le facilitateur

Avec la décentralisation du marché de l'énergie et l'augmentation du nombre de clients qui achètent et vendent de l'énergie, il est nécessaire que des parties autres que les fournisseurs traditionnels rassemblent l'offre des clients actifs disposant d'électricité à revendre et les clients finaux voulant acheter cette électricité. Il s'agit d'un acteur du marché qui met en relation les clients actifs et les clients finaux, et facilite le traitement administratif de l'approvisionnement entre ces parties. Le facilitateur est responsable de la facturation et de la fourniture

d'informations au client final et au client actif, ainsi que de la gestion des procédures administratives, telles que le changement de fournisseur de services par le client actif ou le client final, la transmission de données, la perception et le versement des tarifs du système, et la perception et le versement de la taxe sur l'énergie. Le client actif qui fournit de l'électricité via le facilitateur n'en est pas responsable devant le client final.

Un client actif conclut un accord d'alimentation d'échange de pair à pair avec le facilitateur, en vertu duquel le client actif peut fournir son électricité à un client final, par le biais du facilitateur.

Un client final conclut un contrat d'approvisionnement de pair à pair avec le facilitateur en vertu duquel il peut acheter de l'électricité à des clients actifs, par l'intermédiaire du facilitateur.

L'acteur du marché qui facilite l'échange de pair à pair est considéré comme le fournisseur dans sa relation avec le client final qui achète de l'électricité par son intermédiaire, et les obligations prévues par ce projet de loi sont largement les mêmes que pour un fournisseur normal. Le facilitateur de l'échange de pair à pair est également le point de contact du client final.

2.4.3.4 Licence

Une licence de fourniture d'électricité n'est pas nécessaire pour le client actif qui fournit directement un autre client final.

Un facilitateur est obligé d'avoir une licence comme indiqué à l'article 2.20 de l'Energiewet[20].

2.4.3.5 Échange de pair à pair sans facilitateur

En outre, les clients actifs peuvent également fournir de l'électricité directement, c'est-à-dire sans passer par un facilitateur, à un client final. Dans ce cas, il n'y a pas d'acteur du marché responsable de l'exécution et du règlement automatiques de la transaction entre le client actif et le client final. Le client actif lui-même, en tant que facilitateur, est responsable de la gestion des procédures administratives, de la transmission et du traitement des données, du versement des redevances du gestionnaire de réseau et du paiement de la taxe sur l'énergie.[21]

---

[20] Microsoft Word - 1. Wetsvoorstel Energiewet versie UHT d.d. 17 nov 2021b (overheid.nl)

[21] Microsoft Word - DOMUS-21004526-v37-MvT wetsvoortel Energiewet (consultatieproces) (overheid.nl)

2.4.4 Définitions

Toutes ces définitions viennent de l'article 1.1 du projet de loi « Energiewet ».

Client actif

« actieve afnemer: eindafnemer van elektriciteit die binnen zijn eigen installatie geproduceerde elektriciteit verbruikt, opslaat of deze verkoopt of die gebruik maakt van flexibiliteits- of energieefficiëntiediensten, mits die activiteiten niet zijn belangrijkste commerciële activiteit vormen. »

« Client actif : client final de l'électricité qui consomme, stocke ou vend l'électricité produite sur son propre site ou qui utilise des services de flexibilité ou d'efficacité énergétique, pour autant que ces activités ne constituent pas sa principale activité commerciale ; »

Point d'accès

« Allocatiepunt: administratief punt waar invoeding, onttrekking of verbruik van elektriciteit of gas wordt toegerekend aan een marktdeelnemer »

« Point d'accès : point administratif où l'importation, le retrait ou la consommation d'électricité ou de gaz sont attribués à un acteur du marché ; »

Preuve GVO

« Bewijs GVO » : Garantie d'origine de l'électricité de sources renouvelables

Client final

« Eindafnemer: natuurlijke persoon of rechtspersoon die beschikt over een aansluiting en elektriciteit of gas koopt of wil kopen voor eigen gebruik »

" Client final : personne physique ou morale qui dispose d'un raccordement et achète, ou souhaite acheter, de l'électricité ou du gaz pour son propre usage."

Fournisseur

« Leverancier: natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit of gas levert aan een eindafnemer of die ten behoeve van een eindafnemer faciliteert in peer-to-peer-handel. »

« Fournisseur : personne physique ou morale qui fournit de l'électricité ou du gaz à un client final ou qui facilite les échanges entre pairs au profit d'un client final ; »

Accord de fourniture d'échange de pair à pair

« Leveringsovereenkomst inzake peer-to-peer-handel: overeenkomst op grond waarvan ten behoeve van een eindafnemer peer-to-peer-handel kan plaatsvinden. »

« Accord de fourniture de commerce de pair à pair : accord permettant l'échange de pair à pair au profit d'un client final ; »

Acteur de marché

« Marktdeelnemer: natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit of gas koopt, verkoopt of produceert, die balanceringsverantwoordelijke voor elektriciteit of gas is, die aggregeert, die faciliteert in peer-to-peer-handel, of die vraagresponsdiensten of energieopslagdiensten voor elektriciteit verstrekt. »

« Acteur du marché : personne physique ou morale qui achète, vend, ou produit de l'électricité ou du gaz, qui procède à l'équilibrage de l'électricité ou du gaz, qui fait de l'agrégation, qui facilite les échanges de pair à pair, ou qui fournit des services de réponse à la demande ou de stockage d'énergie pour l'électricité ; »

Échange de pair à pair

«Peer-to-peer-handel: leveren van hernieuwbare elektriciteit die is geproduceerd door een actieve afnemer aan een eindafnemer, onder vooraf bepaalde voorwaarden voor de automatische uitvoering en afwikkeling van die levering, rechtstreeks of via de marktdeelnemer die de automatische uitvoering en afwikkeling realiseert. »

« Échange de pair à pair : livraison d'électricité renouvelable produite par un client actif à un client final, dans des conditions prédéterminées pour l'exécution et le règlement automatiques de cette livraison, soit directement, soit par l'intermédiaire du participant au marché réalisant l'exécution et le règlement automatiques ; »

Accord de rachat d'échange de pair à pair

"Terugleveringsovereenkomst inzake peer-to-peer-handel: overeenkomst op grond waarvan ten behoeve van een actieve afnemer peer-to-peer-handel kan plaatsvinden."

« Accord de rachat d'électricité de pair à pair : accord permettant le commerce de pair à pair au profit d'un client actif ; »

2.4.5 Périmètre couvert par le dispositif

2.4.5.1 Energiewet

En se basant sur le projet de loi « Energiwet », il n'y a pas de périmètre géographique ou technique prévu, tant que l'on reste aux Pays-Bas.[22]

2.4.5.2 Powerpeers

Dans ce cas, le dispositif mis en place couvre la totalité du pays. Il est toutefois possible de n'échanger qu'avec un certain nombre de leurs clients. Les clients avec lesquels il est possible d'échanger est défini par la zone dans laquelle on se trouve. Dans les faits, Powerpeers ne permet que de se connecter à des clients qui sont dans un rayon défini. Ce rayon varie de l'endroit où le point de connexion de l'utilisateur se situe aux Pays-Bas.[23]

2.4.5.3 Eenmes

Le dispositif couvre 250 participants répartis sur le territoire de la commune de Eenmes (superficie de 33km^2).[24]

2.4.6 Eléments techniques mis en place

2.4.6.1 Energiewet

"Artikel 2.3 meer marktdeelnemers op één aansluiting

1. Een eindafnemer van elektriciteit of actieve afnemer is vrij op zijn aansluiting met meer dan één marktdeelnemer overeenkomsten te sluiten inzake levering, teruglevering of facilitering in peer-to-peer-handel, voor zover:

a. hij beschikt over een slimme meetinrichting waarvan de communicatiefunctionaliteit wordt gebruikt; b. ieder van die gecontracteerde marktdeelnemers op één allocatiepunt acteert, en (...) "

La loi oblige d'installer un compteur intelligent dont la fonctionnalité de communication est utilisée quand le client final, ou actif, est connecté à plusieurs fournisseurs. Le client final ou actif qui a plusieurs fournisseurs (classique, échange de pair à pair, partage d'énergie, ...) doit prévoir un point d'accès par fournisseur.

Dans les faits, dans le cas du client final qui ne produit pas et qui souhaite acheter à un client actif, il aura au minimum 2 points d'accès, un pour son fournisseur classique et un pour le client actif qui lui revend son surplus d'électricité.

---

[22] Microsoft Word - DOMUS-21004526-v37-MvT_wetsvoortel_Energiewet_(consultatieproces) (overheid.nl)

[23] Hoe werkt het - Powerpeers

[24] Eemnes, The Netherlands - Renaissance H2020 Project (renaissance-h2020.eu)

Dans le cas du client actif qui souhaite revendre son surplus, celui-ci aura aussi au minimum 2 points d'accès, un pour son fournisseur classique et un pour le client final auquel il revend l'électricité excédante qu'il produit.[25]

2.4.6.2 Powerpeers

Il y a 2 possibilités, soit le client a un compteur basique, soit il a un compteur intelligent.

Dans le cas d'un compteur basique, une personne vient relever les index du compteur une fois par an. Ceci n'est possible que si la personne ne produit pas d'électricité.

Dans le cas de l'autoconsommation et de la revente de surplus, il est nécessaire d'installer un compteur intelligent. Celui-ci envoie les infos nécessaires à Powerpeers tous les ¼ d'heure.[26]

2.4.6.3 Eenmes

Chaque participant a un compteur intelligent qui mesure l'électricité produite et consommée. Ils ont aussi tous accès à la plateforme RENAISSANCE, leur permettant de participer aux enchères. Il faut savoir que les participants ne produisent qu'à partir de panneaux solaires.[27]

[25] Microsoft Word - 1. Wetsvoorstel Energiewet versie UHT d.d. 17 nov 2021b (overheid.nl)
[26] Veelgestelde vragen | Powerpeers
[27] Eemnes, The Netherlands - Renaissance H2020 Project (renaissance-h2020.eu)

2.4.7 Eléments administratifs à mettre en place

2.4.7.1 Energiewet

- Eléments administratifs pour le client final[28]

Le client final n'a pas d'éléments administratifs à mettre en place. La seule chose qui lui sera demandée est de signer le contrat avec son facilitateur.

- Eléments administratifs pour les facilitateurs

Licence

Un facilitateur est obligé d'avoir une licence, comme indiqué à l'article 2.20 du Wetvoorstel Energiewet[29].

Règles générales

1. Un facilitateur qui facilite les échanges de pair à pair au profit d'un client final, doit être fiable et agir à des coûts et conditions transparents et raisonnables.

2. Un facilitateur facilitant les échanges de pair à pair veille à ce que la quantité d'électricité fournie aux clients finaux, dans le cadre des accords d'échange de pair à pair qu'il a conclus, ne dépasse pas, sur une base annuelle, la quantité d'électricité fournie par les clients actifs dans le cadre des accords d'échange de pair à pair qu'il a conclu.

3. Le facilitateur, qui facilite l'échange de pair à pair au profit d'un consommateur final d'électricité, conclut un contrat de fourniture d'échange pair à pair à cet effet.

4. Un facilitateur doit s'assurer qu'un accord avec un client final :

   a. est transparent et complet ;

   b. est rédigé dans un langage compréhensible, et

   c. est fourni au client final avant sa conclusion.

5. Un facilitateur doit fournir à un client final, avant la conclusion de l'accord, un résumé des principales conditions de l'accord dans un langage compréhensible.

6. Un facilitateur doit enregistrer à la conclusion de l'accord, si celui-ci est conclu avec un client final domestique, une micro-entreprise, une petite entreprise, ou une grande entreprise.

7. Si un client final notifie à son facilitateur que le type de client final qu'il est (domestique, micro-entreprise, petite entreprise, grande entreprise), a changé, le facilitateur doit, de ce fait, faire une offre pour conclure un nouvel accord d'échange de pair à pair, en garantissant les droits auxquels ce client final peut prétendre.

---

[28] Microsoft Word - 1. Wetsvoorstel Energiewet versie UHT d.d. 17 nov 2021b (overheid.nl)

[29] Microsoft Word - 1. Wetsvoorstel Energiewet versie UHT d.d. 17 nov 2021b (overheid.nl)

8. Via la réglementation ministérielle, sont énoncées les règles sur :

a. le contenu des accords ;

b. les informations qu'un fournisseur fournit à un client final avant et après la conclusion des accords, périodiquement et gratuitement, et la manière dont elles sont fournies ;

c. les exigences auxquelles doivent répondre les accords et les informations à fournir ;

d. la modification et la résiliation des accords ;

e. l'obligation d'enregistrement visée au sixième alinéa.

Facture

1. Un facilitateur fournit à ses clients finaux, périodiquement et gratuitement, des factures, des informations relatives à la facturation et des données relatives à la production, qui présentent les détails de l'électricité, fournis de manière transparente et compréhensible.

2. Via la réglementation ministérielle, sont énoncées les règles concernant :

a. le contenu et la présentation des factures, des informations relatives à la facturation, et des informations sur les sources d'énergie ;

b. la fréquence des factures, des informations sur la facturation et des informations sur les sources d'énergie concernant la consommation d'électricité ;

c. la fourniture d'informations au client final sur la consommation d'électricité ;

d. l'envoi de factures, d'informations sur la facturation, et d'informations sur les sources d'énergie.

3. Les informations sur les sources d'énergie concernant l'électricité sont garanties au moyen des garanties d'origine, visées à l'article 2.56, paragraphes 1, 2 ou 4 [preuve de GVO].

Résumé

Le facilitateur est responsable de la gestion des procédures administratives, de la transmission et du traitement des données, du versement des redevances du gestionnaire de réseau, et du paiement de la taxe sur l'énergie.

- Eléments administratifs pour le client actif[30]

Le client actif qui fournit de l'électricité via le facilitateur n'en est pas responsable devant le client final.

Tout comme le client final, le client actif n'aura pas d'éléments administratifs à mettre en place.

[30] Microsoft Word - 1. Wetsvoorstel Energiewet versie UHT d.d. 17 nov 2021b (overheid.nl)

Sauf dans le cas où le client actif décide d'être lui-même le facilitateur. Dans ce cas, les éléments administratifs à mettre en place par le facilitateur lui incombe.

2.4.7.2 Powerpeers

Du côté client, il y a peu d'éléments administratisf car il n'y a qu'un contrat de fourniture d'électricité entre Powerpeers et le client. Il n'y a pas de contrat à faire entre les clients eux-mêmes. [31]

2.4.7.3 Eenmes

Il n'y a pas de procédures spécifiques à suivre pour l'utilisation de la plateforme. Néanmoins, on peut supposer que la plateforme RENAISSANCE fait des contrats digitaux automatiques à la suite de la conclusion de l'enchère. [32]

[31] Hoe werkt het - Powerpeers
[32] RENAISSANCE results slide deck - Renaissance H2020 Project (renaissance-h2020.eu)

2.4.8 Aspects tarification

2.4.8.1 Powerpeers

- Nouveaux clients

Stroomtarieven (prijs per kWh)

100% Groene Stroom	Modelcontract vanaf 27 september incl. 9% btw	Modelcontract vanaf 27 september incl. 21% btw
Variabele leveringskosten	0,639830	0,710270
Energiebelasting	0,040101	0,044516
Opslag Duurzame Energie	0,033245	0,036905
Totaaltarief	**0,713176**	**0,791691**

Figure 16 Tarifs énergétiques pour les nouveaux client Powerpeers. Source : Energietarieven & voorwaarden | Powerpeers

- Anciens clients

Stroomtarieven (prijs per kWh)

100% Groene Stroom	Variabel contract vanaf 16 oktober incl. 9% btw	Variabel contract vanaf 16 oktober incl. 21% btw
Variabele leveringskosten	0,456819	0,507111
Energiebelasting	0,040101	0,044516
Opslag Duurzame Energie	0,033245	0,036905
Totaaltarief	**0,530165**	**0,588532**

Figure 17 Tarifs énergétiques pour les anciens clients Powerpeers. Source : Energietarieven & voorwaarden | Powerpeers

Les personnes qui renvoient de l'électricité dans le réseau sont rémunérées au tarif de 21cent/kWh.[33]

2.4.8.2 Eenmes

Les prix varient en fonction de l'enchère.

[33] Energietarieven & voorwaarden | Powerpeers

2.4.9 Entité similaire à Powerpeers en Belgique : Bolt

La CWaPE a demandé d'examiner l'entreprise Bolt[34] car celle-ci a un fonctionnement similaire à PowerPeers. Ce qui suit est une analyse de Bolt ainsi qu'une comparaison entre les 2 entreprises.

Bolt est un fournisseur d'énergie belge qui assure une énergie verte 100% belge. Bolt fournit du gaz et de l'électricité. Deux offres sont possibles : la première avec seulement de l'électricité et la deuxième avec de l'électricité et du gaz.

Le gaz proposé n'est pas vert et est acheté hors de la Belgique. Ce service est proposé pour des raisons pratiques.

L'entreprise fait le lien entre un producteur d'électricité verte et ses clients. Les clients s'inscrivent sur la plateforme en donnant leur code postal, et grâce à ce code, Bolt propose des producteurs d'électricité verte à proximité. Le client choisit le producteur qui lui convient. Les producteurs ne peuvent avoir qu'un nombre limité de clients qui leur sont attribués (calculé en fonction de la puissance de l'installation). Une fois ce nombre atteint, il n'est plus possible pour un client de s'inscrire chez le producteur. Afin d'assurer de l'énergie à tout moment, Bolt achète et achemine une autre énergie verte, en se fournissant sur le marché de gros, pour le client, si celle du producteur n'est pas disponible et/ou suffisante.

Aujourd'hui, Bolt compte 119 sites produisant de l'électricité dans toute la Belgique.

Une seule facture est émise, celle-ci se divise en 3 catégories : le prix de l'énergie du producteur, les coûts d'utilisation du réseau et taxes, et une redevance mensuelle pour Bolt.

Le prix de l'énergie du producteur varie selon le marché. Bolt achète l'électricité au producteur au « prix du jour » et la revend au client. Ce prix du jour est leur manière de garantir un prix équitable pour le producteur et le client.

La redevance mensuelle représente les frais mensuels fixes et couvre l'utilisation des services Bolt. 3 formules différentes sont proposées :

Bolt :

- Résidentiel - 17.5 €/mois (TVA incl.)
- Professionnel – 23.98€/mois (Hors TVA)

Ce service compte :

- Une garantie d'énergie verte et locale
- Un acompte mensuel et un décompte annuel
- Des factures en version papier
- L'accès au portail client en ligne

[34] À contre-courant - Bolt (boltenergie.be)

Bolt Online :

- Résidentiel – 12.24 €/mois (TVA incl.)
- Professionnel – 15.98 €/mois (Hors TVA)

Ce service compte :

- Une garantie d'énergie verte et locale
- Un acompte mensuel et un décompte annuel
- Des factures par e-mail
- L'accès au portail client en ligne

Bolt GO :

- Résidentiel – 1.74 €/mois (TVA incl.)
- Professionnel – 1.98 €/mois (Hors TVA)

Ce service compte :

- Une garantie d'énergie verte et locale
- Un acompte mensuel et un décompte annuel
- Des factures par e-mail
- L'accès au portail client en ligne

Bolt Go n'est disponible qu'en Flandre et propose un contrat d'énergie avec un paiement anticipé annuel sur la consommation : 3000€ pour l'électricité et 4000€ pour le gaz. Seule la consommation réelle est prise en compte et l'avance annuelle est recalculée sur le relevé annuel.

Comparaison avec PowerPeers

Bien que les 2 entreprises partagent de grandes similitudes, il y a un point important qui les différencient. Alors que Bolt fait appel à des purs producteurs d'énergie (full injection sur le réseau), PowerPeers permet à ses clients autoproducteurs de vendre leurs excédents d'électricité verte non autoconsommée. Le fonctionnement de Bolt ressemble plus à des « power purchase agreement », tandis que celui de PowerPeers se rapproche d'une grande plateforme d'échange de pair à pair.

PowerPeers permet l'achat et la vente d'électricité par le client alors que le fournisseur Bolt ne permet que l'achat d'électricité.

2.4.10 Analyse SWOT

Forces	Faiblesses
- Le périmètre couvre tout le pays - Un facilitateur doit aider les clients à contractualiser l'échange de pair à pair - Le client actif peut être le facilitateur mais cela demande une licence - Le client actif n'est pas responsable devant le client final s'il y a un facilitateur - Possibilité de faire du One-to-many et du Many-to-one	- Nouvelle loi qui n'a pas encore été votée - Beaucoup de modalités ne sont pas encore définies. Elles le seront plus tard via une réglementation ministérielle.
Opportunités	**Menaces**
- Beaucoup de projets ont vu le jour aux Pays-Bas, leur permettant de prendre les « best practices » de chacun	- La mise en place de la loi est lente, cela freine le développement d'énergies renouvelables dans le pays.

2.5 Analyse de la transposition française

En France, comme dans la plupart des pays européens ayant transcrit la directive européenne, la notion d'échange de pair à pair n'a pas été reprise de manière spécifique dans la loi régissant le partage d'énergie. Dans le cadre de ce rapport, c'est la notion d'autoconsommation collective, activité de partage, qui se rapproche le plus du concept d'échange de pair à pair, qui sera analysé.

2.5.1 Cadre législatif

L'activité d'autoconsommation collective a été légiférée via l'Ordonnance n°2021-236 du 3 mars 2021[35], qui transpose diverses dispositions de la directive (UE) 2018/2001, relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

2.5.2 Périmètre et définition

En France, l'activité d'autoconsommation collective repose sur le principe de la répartition de la production entre un ou plusieurs consommateurs proches physiquement. Le Code de l'énergie prévoit deux types d'activité d'autoconsommation collective, qui se distinguent par la situation géographique des participants au partage.

2.5.2.1 Opération d'autoconsommation collective par défaut

« L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels (Article L315-2) ».

Dans ce cas, la mise en place d'une personne morale est requise, et l'ensemble des consommateurs doivent être situés dans le même bâtiment.

2.5.2.2 Opération d'autoconsommation collective étendue

« Une opération d'autoconsommation collective peut être qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur le réseau basse tension et respectent les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

---

[35] Ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021 portant transposition de diverses dispositions de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité - Légifrance (legifrance.gouv.fr)

Pour une opération d'autoconsommation collective étendue, lorsque l'électricité fournie est d'origine renouvelable, les points de soutirage et d'injection peuvent être situés sur le réseau public de distribution d'électricité (Article L315-2). »

Dans le cadre d'une autoconsommation collective étendue, la création d'une personne morale est toujours requise, mais les consommateurs ne sont plus obligatoirement situés au sein du même bâtiment.

2.5.3 Obligations des parties

Plusieurs conditions, détaillées ci-dessous, doivent être remplies afin de mettre en place une opération d'autoconsommation :

2.5.3.1 Définition de l'activité

L'activité d'autoconsommation collective ne peut constituer, pour l'autoconsommateur, le consommateur, ou le producteur qui n'est pas un ménage, son activité professionnelle ou commerciale principale.

2.5.3.2 Situation géographique

Les producteurs et les consommateurs doivent être proches géographiquement, c'est-à-dire que les points de soutirage et d'injection doivent être situés en aval d'un même poste de transformation d'électricité, de moyenne en basse tension.

2.5.3.3 Contrat de fourniture

Tous les participants doivent être raccordés au réseau public de distribution et avoir conclu un contrat d'électricité auprès du fournisseur de leur choix pour l'électricité prélevée et consommée complémentairement à l'électricité consommée dans le cadre de l'autoconsommation collective.

2.5.3.4 Équipement technique

Pour effectuer ce type d'installation collective, l'ensemble des parties doit obligatoirement être équipé d'un compteur communicant Linky ou PME/PMI en service.

2.5.3.5 Puissance de l'installation

La puissance maximale des installations pour l'autoconsommation collective en France métropolitaine ne doit pas aller au-delà de 3 MW. Dans les zones non-interconnectées, la puissance ne doit pas dépasser 0,5 MW.

2.5.3.6 Constitution d'une PMO et signature d'une convention

Les producteurs et les consommateurs doivent se réunir en une personne morale organisatrice (PMO), au choix : une association, une coopérative, une société civile ou une société commerciale. La PMO a pour rôle de gérer l'opération et d'établir une convention d'autoconsommation collective avec le gestionnaire du réseau public de distribution. Elle permet également d'assurer la transmission, à ce dernier, des informations sur le partage de

consommation d'électricité issue de l'opération d'autoconsommation collective entre les consommateurs.

Via la signature de la convention, les participants à l'opération définissent les règles de répartition de l'électricité produite entre eux afin que chaque consommateur bénéficie de la part de la production locale qui lui est attribuée.

2.5.4 Règles de répartition de l'électricité partagée

Les modalités de répartition entre les différentes parties sont encadrées par la convention d'autoconsommation établie avec le gestionnaire du réseau électrique.

La répartition de la production autoconsommée entre chaque consommateur final concerné se fait en fonction de « la valeur du coefficient de répartition de la production au PRM Consommateur concerné. A défaut, la répartition de la production affectée entre les consommateurs finals participant à l'opération se fait, à chaque pas de mesure, au prorata de leur consommation, dans la limite de leur quantité d'électricité consommée (Article D315-6). **»**

2.5.5 Aspects de tarification des frais de réseau

« La Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation, afin que ces consommateurs ne soient pas soumis à des frais d'accès aux réseaux qui ne reflètent pas les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux (Article L315-3). »

Dans le cadre de l'autoconsommation collective, l'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles de soutirage du TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité) est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, c'est-à-dire la consommation totale du client mesurée par le dispositif de comptage.

Une tarification a donc été mise en place pour les différentes composantes de la facture des frais de réseau. Cette tarification a été mise en place suite aux délibérations de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

2.5.5.1 Composante de gestion

La complexité supplémentaire apportée par les opérations d'autoconsommation collective implique des surcoûts pour le GRD, qui est en charge d'assurer la contractualisation avec les participants et de mener à bien la répartition de la production.

Dès lors, ces surcoûts doivent être facturés aux participants des opérations d'autoconsommation collective, via une composante annuelle de gestion majorée de 50%, ce qui représente une augmentation de 3.5 € par an.

2.5.5.2 Composante de comptage

La même composante de comptage est d'application pour les participants aux opérations d'autoconsommation, que pour les autres utilisateurs du réseau, soit une composante annuelle de comptage par dispositif de comptage, en cohérence avec la réalité technique de ces opérations.

2.5.5.3 Composante de soutirage

Le gestionnaire de réseaux est chargé de comptabiliser les consommations quart-horaire, et de les affecter soit à la production liée à l'opération d'autoconsommation, soit au fournisseur, sur la base de coefficients de répartition déclarés par la personne morale mentionnée à l'article L. 315-2 du Code de l'énergie.

Deux types de soutirage sont à distinguer d'un point de vue de la responsabilité d'équilibre :

- **Des soutirages « autoproduits** », correspondant à l'énergie générée par les installations de production faisant partie de l'opération ;
- **Des soutirages « alloproduits** » correspondant à l'énergie fournie par un fournisseur, qui doit assumer la responsabilité d'équilibre. Ces soutirages correspondent à la différence entre consommation et production affectée au participant à l'opération.

La commission de régulation de l'énergie a introduit une composante annuelle de soutirage applicable exclusivement aux opérations d'autoconsommation collective. Cette composante permet de tirer parti de la distinction entre les soutirages autoproduits et alloproduits, en incitant les autoconsommateurs à maximiser leur autoproduction aux heures critiques pour le réseau, et à diminuer leurs soutirages « alloproduits » en général, et plus particulièrement durant ces périodes.

Le fait que les participants à une opération d'autoconsommation collective doivent tous être équipés d'un compteur comptabilisant les données de consommation au quart d'heure afin de leur affecter les flux « autoproduits », constitue une opportunité d'affiner le signal tarifaire du point de vue temporel. Les soutirages se voient donc affecter d'un coefficient tarifaire différent selon le moment de la journée et la période de l'année.

2.5.6 Surplus de production

« Les injections d'électricité sur le réseau public de distribution effectuées dans le cadre d'une opération d'autoconsommation à partir d'une installation de production d'électricité, dont la puissance installée maximale est fixée par décret, et qui excèdent la consommation associée à cette opération d'autoconsommation sont, à défaut d'être vendues à un tiers, cédées à titre gratuit au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité auquel cette installation de production est raccordée et rattachées au périmètre d'équilibre de ce dernier. Ces injections sont alors affectées aux pertes techniques de ce réseau. (Article L315-5**). »**

Si un surplus de production est enregistré, ce dernier peut être soit revendu sur le marché de l'électricité (mais les démarches sont fastidieuses), soit être injecté sur le réseau public sans contrepartie financière. En effet, contrairement à l'autoconsommation individuelle,

l'autoconsommation collective n'est pas régie par un système d'obligation d'achat pour la revente de surplus.

2.5.7 Description globale de la procédure

2.5.7.1 Déclaration de mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective

Le porteur de projet est invité à se déclarer auprès du gestionnaire de réseau Enedis, en charge du traitement des demandes, le plus tôt possible et en utilisant le formulaire de déclaration de mise en œuvre d'une opération collective. Cela permet un accompagnement de la part d'Enedis adapté à chaque situation. Cette déclaration comporte les éléments suivants :

- Données relatives au porteur de projet
- Données relatives à la PMO de l'opération (si déjà connue)
- Données relatives à l'exploitant des centrales de production
- Données relatives aux consommateurs prenant part à l'opération
- Données relatives à la situation géographique et la date de démarrage souhaitée

2.5.7.2 Réalisation d'une étude de faisabilité

Les participants ont l'obligation de réaliser une étude d'évaluation des consommations des participants, et du dimensionnement de la production locale, permettant un taux de couverture suffisant au regard des bénéfices attendus. Pour cette démarche, il est possible de se faire accompagner d'un bureau d'étude ayant développé des compétences adaptées.

2.5.7.3 Validation du projet par le gestionnaire de réseau (Enedis)

Les prérequis à une opération d'autoconsommation collective sont vérifiés par Enedis (raccordement des consommateurs/producteurs au réseau + consommateurs/producteurs équipés de compteurs communicants), et une réponse écrite est adressée au porteur de projet par Enedis sous un délai moyen de 10 jours ouvrés à compter de la demande.

2.5.7.4 Constitution de la PMO

Si les études réalisées sont concluantes et que la demande a été validée par Enedis, il faut déterminer la forme juridique de la PMO au sein de laquelle seront associés les participants. Un équilibre juridique doit être trouvé au regard des statuts de chacun et de leur comptabilité avec les activités d'une PMO.

2.5.7.5 Signature de la convention d'autoconsommation collective

Une convention d'autoconsommation doit ensuite être signée entre la PMO et le gestionnaire de réseau. Dans cette convention, sont repris les éléments suivants :

- Les participants à l'opération d'autoconsommation collective
- La répartition de la production autoconsommée entre chaque Consommateur final concerné
- La mention, pour chaque consommateur participant à l'opération, de la conclusion d'un contrat de fourniture d'électricité pour la fourniture de complément

- La mention, pour chaque Producteur participant à l'opération d'autoconsommation collective, de la conclusion d'un contrat d'accès au RTPD en injection
- Cette convention précise également les engagements et responsabilités réciproques d'Enedis et de la PMO pendant toute la durée de l'opération d'autoconsommation collective

2.5.7.6 Démarrage de l'opération d'autoconsommation collective

Suite à la signature de la convention, Enedis détermine la date effective de démarrage de l'opération (délai moyen de 5 jours ouvrés) et la notifie à la PMO. Enedis informe également les fournisseurs et responsables d'équilibre des consommateurs de leur participation à l'opération d'autoconsommation collective et leur notifie la date effective de démarrage de l'opération.

2.5.7.7 Relevé des informations de consommation

Une fois l'opération d'autoconsommation démarrée, le gestionnaire de réseau Enedis va :

- Relever les courbes de charges de consommation et de production des participants
- Calculer la part de production locale à affecter à chacun des consommateurs en fonction des modalités de répartition transmises par la PMO de l'opération
- Publier ces données aux acteurs impliqués, dont les fournisseurs, pour la prise en compte de la composante réseau dans la facture d'électricité des consommateurs.

2.5.7.8 Aspect Facturation

L'ensemble des consommations des différents consommateurs membres de la PMO d'autoconsommation collective est monitoré à l'aide de compteurs intelligents. Ces données permettent d'établir la consommation totale de chaque participant, sa part d'électricité autoconsommée, et la fourniture de complément d'électricité.

Le gestionnaire de réseau va mettre ces données à disposition des différentes parties prenantes afin de facturer l'acheminement par le réseau, facturer l'électricité en complément, appliquer les taxes et contributions et mettre en œuvre le mécanisme de responsabilité d'équilibre.

Le consommateur reçoit dès lors 2 factures de la part de son fournisseur : une pour l'énergie issue de l'autoconsommation collective, et une seconde pour l'énergie complémentaire soutirée sur le réseau.

Notons que la facturation de l'ensemble des frais d'utilisation du réseau (TURPE), que ce soit pour l'énergie autoconsommée collectivement, ou celle issue du soutirage réseau en complément, est à charge du fournisseur.

2.5.8 Analyse SWOT

Forces	Faiblesses
- Tarif adapté incitatif - Encourage le partage ultra-local et soulage le réseau de distribution - Mesures de soutien via des appels d'offre	- Obligation de créer une PMO - Surplus de production réinjectés gratuitement sur le réseau - Limites géographiques
Opportunités	**Menaces**
- Possibilité de dérogation de la limite géographique en cas de demande argumentée	- Pas de transposition des échanges de pair à pair à proprement parlé

3 Analyse économique de l'impact des modalités de la mise en place d'un échange P2P

3.1 Objectifs

Le présent chapitre a pour objectif de détailler les impacts financiers et économiques des modèles d'échanges de pair à pair en se basant sur les expériences issues des modèles déjà mis en place en Flandre et à Bruxelles. Cette analyse implique l'étude des coûts d'utilisation du réseau ainsi que les taxes, les surcharges et les autres frais régulés s'appliquant aux volumes échangés et l'identification des éléments bénéficiant d'exonérations ou de réductions.

Dans ce cadre, une analyse a été réalisée pour les 4 acteurs les plus impactés par cette activité d'échange, à savoir :

- Les consommateurs
- Les fournisseurs d'électricité
- Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD)
- Le régulateur

En ce qui concerne l'analyse financière, il est possible de faire un exposé qualitatif assez détaillé, mais l'aspect quantitatif est difficilement réalisable car impliquerait l'utilisation d'hypothèses sur de multiples paramètres encore non maîtrisés aujourd'hui pour espérer converger vers des montants suffisamment précis.

3.2 Impact sur le consommateur

Pour qu'une relation d'échange de pair à pair entre deux clients actifs soit pertinente, il est nécessaire de s'assurer que l'impact financier global de l'association soit positif par rapport à une situation classique d'injection pour l'autoproducteur, et d'achat sur le marché pour le consommateur.

Cet impact financier global dépendra de plusieurs facteurs distincts qui ont été identifiés :

- Le prix auquel l'électricité est échangée
- Les volumes d'électricité échangés
- La simultanéité réelle entre les moments de production et de consommation
- Le prix de l'électricité résiduelle
- L'impact sur les autres utilisateurs du réseau

3.2.1 Le prix des volumes échangés

Le prix de l'électricité échangée va dépendre de trois facteurs spécifiques :

- Le prix d'échange de la composante électricité

Ce coût est fixé librement entre les clients actifs prenant part à l'échange, qui peut d'ailleurs être organisé à titre gratuit ou onéreux.

- Les coûts d'utilisation du réseau de distribution.

Selon les méthodologies tarifaires en vigueur actuellement en Wallonie et en Flandre, les coûts du réseau de distribution ne sont en aucun cas réduits lors de la mise en place d'un échange de pair à pair, il n'y a donc pas d'incitant pour le consommateur à ce niveau-là.

A contrario, la méthodologie tarifaire bruxelloise prévoit d'adapter ses frais de réseau en fonction du périmètre géographique de l'échange, avec un tarif déterminé en fonction de la portion de réseau utilisée au sein du partage.

- Les aspects fiscaux

La TVA et les accises sont des compétences fédérales, elles ne peuvent être modifiée par les Régions (il faut préciser que les Régions disposent du droit de lever leurs propres taxes). Il n'y a pas de spécificités prévues pour une activité d'échange ou de partage d'énergie. Les postes tarifaires (accises, TVA, etc.) sont indifféremment appliqués que ce soit pour un client actif participant à une activité de partage ou d'échange et un client se fournissant de manière classique en électricité. Ils seront tous deux soumis aux mêmes régimes fiscaux.

En outre, il est intéressant de souligner que selon la volonté politique régionale, un régime de soutien spécifique pourrait être mis en place sous la forme d'un complément de certificats verts ou de primes pour les clients actifs autoproducteurs prenant part à une activité de partage ou d'échange. Il est à préciser que l'art.35septdecies. §er du décret électricité envisage le soutien uniquement pour le partage d'énergie, ce qui n'inclut pas l'échange de pair à pair. Une

modification du décret électricité serait nécessaire afin de permettre un soutien en faveur de l'échange de pair à pair.

3.2.2 Les volumes d'électricité échangés

Même s'il est moins complexe d'estimer les volumes échangés dans le cas d'échange de pair à pair que dans d'autres régimes de partage, de nombreuses hypothèses doivent être posées afin de réaliser cette estimation :

- Les niveaux de production, qui vont différer en fonction de la technologie de production renouvelable choisie. En Wallonie, il est possible d'installer des éoliennes sur le réseau moyenne tension. Selon que la production provienne d'une installation photovoltaïque ou éolienne, les volumes qu'il est possible d'échanger vont varier.
- Les profils de consommation des autoproducteurs, afin d'estimer les niveaux d'autoconsommation atteints et les volumes résiduels pouvant être échangés
- Les profils de consommation des consommateurs, afin de s'assurer que les besoins de consommation coïncident avec les moments lors desquels l'électricité excédentaire du producteur est échangée, afin de pouvoir être utilisée.

Il ne serait donc possible d'estimer ces volumes échangés que via une analyse individuelle de chaque projet, via le placement de compteurs communicants en tête mesurant le profil quart-horaire de consommation et de production, et de retrancher la composante « énergie partagée ».

3.2.3 La simultanéité réelle entre les moments de production et de consommation

Il est important de considérer que les clients actifs ne sont pas avertis en temps réel des volumes échangeables pouvant être consommés. En effet, ce n'est qu'à la fin de chaque mois que les volumes échangés sont comptabilisés. Cette situation peut donc engendrer un biais pour le consommateur, qui pense pouvoir consommer davantage lorsque les conditions climatiques sont favorables là où il se situe, alors que les conditions peuvent être différentes là où la production est réalisée et qu'en réalité aucun volume n'est disponible pour l'échange. Cela peut avoir un impact financier d'autant plus important en Flandre et en Wallonie, où des tarifs jours et nuits sont encore d'application.

Il est toutefois fort probable que certains acteurs de marché vont développer de nouvelles activités et se positionner en tant que gestionnaire d'activités de partage et d'échange de pair à pair en offrant des solutions clés sur porte, notamment logicielles et permettant un pilotage des assets, amenant à une meilleure synchronisation de la production et de la consommation.

3.2.4 Impact sur le prix des volumes résiduels

La mise en place des activités de P2P (et de partage en général) va engendrer des impacts économiques non négligeables pour d'autres acteurs du marché de l'électricité, tels que les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux. Ces effets, qui seront développés par la suite aux points 3.3 et 3.4, pourraient être répercutés et engendrer des modifications significatives des

tarifs pour les volumes résiduels. Cela aurait donc un impact à la fois pour les clients actifs prenant part à une activité de partage/d'échange, mais pourrait également impacter tous les autres consommateurs d'électricité.

3.2.5 Impact pour les autres utilisateurs du réseau

En ce qui concerne les autres utilisateurs du réseau, ceux-ci ne seront probablement pas directement impactés par les échanges de pair à pair sauf en ce qui concerne la répercussion des coûts.

La question centrale est de savoir si les coûts liés à la gestion des échanges de pair à pair par le GRD et les fournisseurs doivent être répercutés à l'ensemble des utilisateurs du réseau ou seulement aux utilisateurs des échanges de pair à pair. Il serait logique de ne pas faire payer les autres utilisateurs du réseau, ces derniers ne bénéficiant pas des échanges de pair à pair. Néanmoins, si les coûts n'étaient supportés que par les clients actifs participant à des échanges de pair à pair, ces coûts rendraient fort probablement les échanges de pair à pair non avantageux financièrement, tuant ainsi dans l'œuf la mise en place des échanges P2P.

Les échanges de pair à pair étant une activité récente, il est difficile d'en estimer les impacts. Néanmoins, il parait probable que la dilution des couts associés à la gestion des activités de P2P sur l'ensemble des utilisateurs du réseau ne représenterait qu'un impact très limité sur leur facture. À contrario, vu le nombre réduit de clients actifs au sein d'un P2P (du moins proportionnellement au nombre d'utilisateurs « classiques »), il est fort probable qu'une répercussion directe des couts associés à cet échange grèverait de manière importante le bilan économique de l'activité d'échange.

Dès lors, dans l'optique d'une favorisation du développement des échanges de pair à pair, la première option, bien que paraissant moins équitable, serait probablement à favoriser.

3.3 Impact sur les fournisseurs

Dans l'ensemble, les fournisseurs d'électricité vont être les acteurs les plus impactés par la mise en place des activités de partage, en ce compris les échanges de pair à pair.

En effet, en plus de diminuer leurs volumes de fourniture globaux, les fournisseurs vont devoir faire face à une augmentation non négligeable de risques pour plusieurs aspects de leurs activités, ce qui pourrait provoquer une augmentation des tarifs pour les volumes résiduels. Les aspects à prendre en compte sont les suivants :

- L'estimation des volumes résiduels et d'équilibrage du réseau
- La gestion des impayés et répercussions pour les fournisseurs
- L'augmentation des frais de gestion

Encore une fois, l'impact global pour les fournisseurs est difficile à quantifier, puisqu'il ne s'agit pas d'un coût déterminé, mais d'un risque accru de surcoûts qui vont devoir être supportés.

3.3.1 Estimations des volumes résiduels et des frais d'équilibrage

Dans un marché sans partage et échange d'énergie, les fournisseurs sont capables d'estimer de façon raisonnablement fiable les volumes d'électricité consommés par leurs clients en utilisant des profils de consommation et d'injection préétablis (*Real Load Profile*, *Synthetic Production Profile*). En agrégeant les consommations de ces différents groupes de consommation, il est possible d'estimer plus précisément l'enveloppe globale des volumes à fournir sur la basse tension.

- Difficultés d'estimation des volumes résiduels et de l'équilibrage

L'augmentation des volumes de production renouvelable décentralisée et des possibilités de partage et d'échange d'énergie entre clients actifs complexifie grandement la méthodologie de prévision des volumes échangés, et donc du solde résiduel à fournir. Cette incertitude sur les volumes résiduels va impacter directement les coûts d'équilibrage et de sourcing, qui vont devoir être supportés par les fournisseurs.

- Coût d'équilibrage

L'imprédictibilité des volumes résiduels à fournir va engendrer un risque d'équilibrage plus important du portefeuille des fournisseurs, et donc une augmentation des coûts liés à l'équilibrage du réseau, qui seront répercutés sur les BRP (*Balancing Responsible Party*) défaillants, avec qui le fournisseur est lié.

Cet impact sera particulièrement observable lorsque les utilisateurs du réseau liés par une activité de partage ou d'échange, sont alimentés par des fournisseurs d'énergie différents, l'imprévisibilité pour les responsables d'équilibre étant accrue.

Chaque fournisseur sera affecté différemment par ces difficultés accrues d'équilibrage, en fonction des différents profils de consommation des clients qui composent leur portefeuille.

Plus leur portefeuille comportera des clients réalisant une activité de partage ou des prosumers, plus le risque en matière de prédictibilité et de besoins de rééquilibrage sera important.

D'après certains fournisseurs, ces coûts de rééquilibrage représentent actuellement entre 5 et 10% de leur chiffre d'affaires. Une augmentation de ces montants contribuerait donc fortement à la diminution de leur marge bénéficiaire dans le cas où ces coûts ne seraient pas répercutés auprès de leurs clients.

- Coûts de sourcing

L'augmentation de l'imprédictibilité des volumes résiduels va également engendrer une augmentation des coûts d'approvisionnement pour les fournisseurs, qui vont devoir s'approvisionner sur des marchés à plus court terme pour le solde à fournir, et à des conditions moins avantageuses.

- Possibilités futures d'estimation précises des volumes résiduels

Dans les 3 Régions, il a été convenu que les clients faisant partie d'un régime de partage d'énergie verront leur courbe de charge être mesurée et envoyée aux fournisseurs, grâce à l'utilisation des compteurs communicants. Au fur et à mesure de l'augmentation du nombre de participants et du déploiement de ces compteurs, il sera alors possible pour les fournisseurs d'augmenter la précision des prédictions des volumes résiduels à fournir. Dès lors, l'utilisation de certains outils aidant à estimer au mieux les niveaux futurs de production (type *Elia Forecast*), couplés à l'analyse des données historiques, et l'utilisation du « *Deep Learning* », pourrait permettre d'affiner les estimations des volumes échangés dans le futur, sans toutefois arriver aux niveaux de prévisions antérieurs.

3.3.2 Gestion des impayés et répercussions pour les fournisseurs

En Wallonie et en Flandre, les fournisseurs ont la charge de supporter les impayés de leurs clients sur la fourniture, mais également sur les frais de réseau de l'ensemble des consommations des utilisateurs finals, y compris les volumes liés aux activités d'échange. Dès lors, pour les flux d'énergie qui font l'objet d'un partage ou d'un échange, les fournisseurs ne facturent plus la composante énergie, mais la gestion de la facturation (et des impayés) reste dans leur giron. Dès lors, les fournisseurs sont contraints de supporter les coûts en cas d'éventuels impayés de frais de réseau, malgré qu'ils n'aient pas la main sur ces volumes échangés. Cette situation génère un risque financier additionnel non négligeable pour les fournisseurs.

A cet égard, le modèle bruxellois parait plus équitable, les frais de réseaux étant supportés *in fine* par la partie productrice du partage en cas d'impayés de la partie consommatrice. Cette situation parait plus adaptée : plutôt qu'imposer un risque sur une partie n'ayant rien demandé (le fournisseur) et qui ne bénéficie nullement des activités d'échange auxquelles le risque est associé, il parait plus adéquat de faire reposer ce risque sur le gestionnaire de l'échange (le producteur ou le tiers désigné), qui accepterait de facto la responsabilité de la gestion des impayés lorsqu'il accepte la prise en charge de la gestion de l'échange P2P.

3.3.3 Augmentation des frais de gestion et de comptage

Les fournisseurs vont voir leurs frais de gestion augmenter étant donné la complexification des procédures et l'augmentation du nombre de données à traiter.

C'est d'autant plus le cas en Flandre avec les systèmes de tarification et la façon dont les flux de communication sont organisés. En effet, la gestion des volumes bruts venant du CMS d'Atrias doivent être compilés manuellement (en attendant la modification d'Atrias) avec les volumes partagés provenant d'un autre canal SFTP, pour ensuite corriger les factures de tous les participants du partage.

A Bruxelles, le système de gestion à mettre en place par les fournisseurs est moins complexe, puisqu'ils reçoivent directement les volumes nets via le CMS d'Atrias.

3.3.4 Répercussion sur le prix de l'électricité

Tous les frais additionnels présentés ci-dessus, à savoir les frais de gestion, d'équilibrage, de sourcing et l'augmentation du risque d'impayés, vont devoir être supportés en intégralité par le fournisseur, alors que celui-ci va disposer d'un volume total de fourniture plus faible dans lequel il devra diluer ces coûts supplémentaires.

Dans un marché concurrentiel, l'ensemble de ces coûts devrait finalement être répercuté sur le prix final de l'électricité, pour les volumes résiduels.

Une question fondamentale est de savoir si cette répercussion sur les prix de fourniture va concerner uniquement les clients actifs participant à un partage ou un échange, ou tous les consommateurs d'électricité.

Si les fournisseurs veulent répercuter une partie ou l'entièreté de ces coûts aux clients qui prennent part à une activité d'échange ou de partage, ils peuvent le faire via la composante de gestion ou de déséquilibre pour les volumes partagés, ou en obligeant à prendre un contrat dynamique pour les volumes résiduels. Comme expliqué au point 3.2.5, si les coûts sont répercutés uniquement sur les participants prenant part à une activité d'échange ou de partage, il est probable que ces coûts, étant élevés pour si peu d'utilisateurs, rendent les échanges de pair à pair inintéressant financièrement.

Notons que si les fournisseurs accroissent leurs tarifs pour l'électricité résiduelle fournie, cela peut avoir des effets bénéfiques pour le système électrique et donc pour la collectivité car cela poussera les utilisateurs liés par une activité d'échange ou de partage à optimiser leur autoconsommation collective, avec notamment la mise en place d'éléments de flexibilité, tels que des systèmes de stockage par exemple.

3.4 Impact sur le gestionnaire de réseau

Le développement des activités d'échange ou de partage va impacter l'activité des gestionnaires de réseau, à la fois au niveau de la gestion de leurs infrastructures et de leurs coûts, mais également au niveau des démarches liées à la gestion des nouveaux statuts des utilisateurs.

Les impacts de la mise en place d'échanges de pair à pair pour les gestionnaires de réseau vont principalement dépendre du caractère local ou non des échanges, ainsi que de la pérennité de ceux-ci. En effet, un dimensionnement permettant d'accepter les échanges de pair à pair est un risque et rien n'assure que ces échanges perdureront dans le temps.

En effet, le partage va impacter directement plusieurs aspects liés au gestionnaire de réseau, à savoir :

- Le dimensionnement du réseau de distribution
- Le dédommagement à fournir aux utilisateurs
- L'équilibrage de la production entre les réseaux urbains et les réseaux ruraux

Les impacts globaux vont donc fortement dépendre des incitants (tarifaires ou autres) qui vont être mis en place afin d'encourager le partage local.

De plus, quel que soit le modèle de tarification retenu, le gestionnaire de réseau sera impacté au niveau des frais de gestion**,** auxquels il devra consentir afin de gérer les procédures liées à l'échange.

3.4.1 Dimensionnement du réseau

Initialement, le gestionnaire de réseau dimensionne son réseau par rapport au niveau global de consommation des utilisateurs raccordés à celui-ci. Au niveau du réseau basse tension, celui-ci est généralement dimensionné afin d'assurer la pointe de puissance qui a lieu le plus souvent en hiver et en début de soirée, au moment où le soleil ne produit pas, et l'éolien rarement. Le réseau basse tension est donc très peu soulagé par la production locale au moment critique de consommation. Cependant, certaines branches de réseaux basse tension sont parfois dimensionnés sur les niveaux d'injection, notamment dans les zones présentant une forte production locale. Les problématiques liées à ce dimensionnement seront donc à considérer au cas par cas.

Le GRD doit pouvoir accueillir la production d'électricité locale sur son réseau. Si beaucoup d'utilisateurs de réseau se mettent aux échanges de pair à pair, il est probable qu'il faudra dimensionner le réseau pour accueillir de la production locale et les activités d'échange qui en résulte, ce qui pourrait entraîner une augmentation des investissements nécessaires pour le GRD.

3.4.2 Impact sur la qualité et le niveau de tension du réseau

Le partage ou l'échange local d'électricité pourrait, sous certaines conditions, être de nature à différer les investissements de renforcement des réseaux congestionnés par un excès de production.

Le GRD doit garantir le niveau et la qualité de tension sur le réseau. Il est donc obligé de garantir aux prosumers un accès au réseau, parfois limité, dès que les conditions de production sont bonnes. Ces limitations d'injection pourraient amener une indemnisation selon l'habilitation laissée au Gouvernement wallon dans le décret électricité ou devront être levées par un renforcement du réseau. Le gestionnaire de réseau aura naturellement intérêt à favoriser le circuit court et donc d'encourager toute forme de partage et/ou d'échange d'énergie local qui ne sollicite pas le transformateur MT/BT de la cabine.

A noter que pour la moyenne tension, les modalités de mise en œuvre de la flexibilité technique rendent l'équation plus équitable pour les acteurs du partage ou de l'échange. En effet, sur un réseau en moyenne tension, les congestions seront principalement observées par surintensité. Le législateur a fixé un cadre dans lequel le gestionnaire de réseau est obligé de réagir et de compenser au-delà d'un certain niveau d'interruptions dues aux surintensités.

3.4.3 Impact de la distance entre la production et la consommation

La transition énergétique engendrera inévitablement une inhomogénéité croissante des flux d'électricité moyenne et basse tension entre les villes et les campagnes. Ces deux types de réseaux vont amener à une exploitation de plus en plus différenciée, avec un réseau urbain composé de peu de moyens de production renouvelable variable et d'un fort potentiel de flexibilité (V2G notamment), et un réseau rural disposant de plus de production renouvelable mais avec relativement peu de potentiel de flexibilité.

Dès lors, lorsque les conditions météorologiques permettront des productions de volumes importants, des risques de congestion par excès de production vont apparaitre dans les zones rurales, et pas dans les zones urbaines. En cas de production pléthorique, le système global va alors demander d'augmenter la demande générale afin de maintenir son équilibre. C'est alors le réseau urbain, bénéficiant de plus de charges flexibles, devra consommer davantage. Cela correspond donc à produire beaucoup à la campagne pour consommer beaucoup en ville au même moment, ce qui n'a pas d'intérêt si le réseau n'est pas dimensionné pour permettre le transport et la distribution de ces volumes.

Une consommation locale importante, lorsqu'il y a production au même endroit sur le réseau, doit cependant être encouragée. Pour cela, un traitement différencié des flux d'énergie partagés est certainement une piste à explorer, dès lors que l'échange ou le partage s'effectue localement, sur une même portion de réseau. Par contre, équilibrer une production surabondante par des consommations importantes mais distantes sera le plus souvent préjudiciable pour le système électrique global.

3.4.4 Gestion administrative et coûts de comptage

Entre les investissements effectués pour réaliser des projets-pilotes, la mise en place d'un système de comptage et les coûts administratifs pour intégrer les projets de partage ou d'échange d'énergie dans les processus internes, les coûts additionnels engendrés par la mise en œuvre de ces activités ne sont pas nuls pour le gestionnaire de réseau.

Les coûts de gestion administrative des clients actifs et les coûts du comptage de ces derniers ne sont pas à négliger. Cependant, ils pourraient être largement automatisés pour peu que l'encadrement se stabilise (formalisation contractuelle, règles de partage, …) et que le nombre de participants à ces activités augmente.

Ce point est également difficilement quantifiable puisqu'actuellement, les différents GRD travaillent à partir d'un processus semi-automatique, avec des règles d'échange ou de partage qui ne sont pas encore implémentées dans le système global. La mise en place d'un système automatisé de traitement de ces activités aura un coût, essentiellement fixe, mais qui permettrait de diminuer les coûts opérationnels, essentiellement variables. Une automatisation ne sera donc pertinente que si le volume des activités de partage et d'échange, ainsi que le nombre d'utilisateurs concernés, deviennent significatifs.

Ce qui semble certain, c'est que le montant de 10€/an par participant à une activité de partage ou d'échange, actuellement prévus dans la méthodologie tarifaire bruxelloise pour couvrir les frais de comptage, ne parait pas représentatif des coûts additionnels engendrés. Il y a donc une question régulatoire de savoir si ces coûts doivent être mutualisés, ou s'il faut appliquer une réflectivité des dépenses engendrées.

3.5 Impact pour le régulateur

3.5.1 Rôle consultatif, organisationnel & d'arbitrage

Les régulateurs régionaux sont responsables exercent une mission de surveillance et de contrôle de l'organisation et du fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel sur le territoire régional. Ils ont un rôle de conseil pour les pouvoirs publics pour leurs décisions portant sur l'énergie. Ils ont également une responsabilité de contrôle de l'application des décrets et arrêtés. Notons que les activités des régulateurs ne portent normalement pas sur le fonctionnement au jour le jour des activités des consommateurs finals sur le réseau. Leurs seules interactions avec ces derniers surviennent lors des activités de médiation en cas de litige entre le consommateur et son fournisseur ou son GRD. Les interactions avec le consommateur final, et l'accès aux données de celui-ci, sont donc très limités.

Dans le cadre de l'échange de pair à pair, que ce soit en Wallonie, en Flandre ou à Bruxelles, le régulateur se voit attribuer un rôle de validation des procédures et des protocoles techniques mis en place par les GRD respectifs et d'arbitrage en cas de litige. Ces tâches paraissent bien en phase avec les activités quotidiennes des régulateurs.

Néanmoins, en Région wallonne, des tâches supplémentaires ont été attribuées au régulateur.

3.5.2 Cas spécifique wallon : Gestion des autorisations

Pour le cas spécifique de la Wallonie, le décret électricité prévoit un rôle additionnel pour la CWaPE, qui est celui de la gestion des autorisations à débuter un échange de pair à pair. L'impact de ce rôle supplémentaire sera essentiellement fonction du volume de demandes.

- Son rôle consiste dès lors à établir les outils nécessaires à la mise en œuvre des activités d'échange, avec un formulaire de demande qui doit être introduit afin de solliciter une autorisation et un contrat-type stipulant les modalités de l'échange et les droits et obligations de chaque partie.
- Les demandes d'autorisation sont ensuite soumises à la CWaPE qui va vérifier que les conditions préétablies sont bien remplies afin de valider la demande et d'autoriser la mise en œuvre de l'activité d'échange en comité de direction.
- Finalement, le régulateur notifie sa décision au client actif ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux de distribution concernés, qui eux-mêmes informeront les fournisseurs des clients actifs concernés.

Ce rôle additionnel du régulateur wallon est donc principalement administratif, ce qui implique des charges de gestion supplémentaires à chaque étage de l'organisation et une augmentation du nombre des ETP affectés à cette charge, en fonction du volume des demandes à traiter. Des frais additionnels peuvent également être nécessaires et externalisés afin de mettre en place des processus de traitement des dossiers et d'automatiser ces tâches administratives.

Il est à noter que pour les autres Régions, la gestion des notifications de la décision aux clients est attribuée aux différents gestionnaires de réseaux, et non pas au régulateur. Cette situation présente des avantages, notamment du point de vue organisationnel. En effet, de nombreuses informations, notamment administratives, sont à disposition des GRD, mais ne sont pas directement accessibles aux régulateurs (Code EAN des compteurs, adresses associées, etc). Dès lors, l'attribution de la responsabilité de la gestion des autorisations à débuter un échange de pair à pair au régulateur va impliquer la nécessité de contacts et d'échanges d'informations entre ce dernier et les GRD. Ces échanges, chronophages et à l'origine de délais de traitement, pourraient être évités via l'attribution de cette responsabilité aux GRD. En effet, ceux-ci disposent de l'ensemble des données nécessaires, et les interactions avec les consommateurs finals font partie de leurs activités quotidiennes.

Étant donné les éléments ci-dessus, il nous parait plus opportun d'attribuer la responsabilité de la gestion des autorisations à débuter un échange de pair à pair aux GRD plutôt qu'au régulateur. En effet, nous n'avons pas identifié de plus-value à l'attribution de cette tâche au régulateur. À contrario, cette responsabilité ne coïncide pas avec les activités habituelles du régulateur, risque de générer des pertes de temps pour liées aux échanges avec les GRD, et risque de causer une augmentation des délais de traitement des demandes, d'autant plus si les volumes deviennent importants. A titre d'exemple, le parallèle pourrait être fait avec la mise en service des installations de production décentralisée, l'autorisation de couplage au réseau étant du ressort au GRD. En cas de litige entre l'utilisateur du réseau et le GRD, le service de régional de médiation pour l'énergie peut être saisi afin de faire valoir les droits et obligations des parties.

Dès lors, il nous parait plus approprié de ne maintenir éventuellement que les tâches de création (ou de validation du contenu) de la convention type et du formulaire de demande au sein des responsabilités de la CWaPE, mais de transférer la responsabilité des tâches à gérer au jour le jour, telle la vérification des demandes aux GRD.

3.6 Récapitulatif des impacts envisagés

Les différents impacts inhérents à la mise en œuvre d'activités d'échange de pair à pair analysés précédemment sont repris dans le tableau ci-dessous :

Acteurs	Impacts
Consommateur	Pour les consommateurs participants directement aux activités d'échange, l'impact financier va dépendre de plusieurs facteurs : • Le prix des volumes échangés • Les volumes totaux échangés • La simultanéité réelle entre les moments de productions générant un échange et les moments de consommation • L'impact sur le prix des volumes résiduels
Fournisseurs	Dans l'ensemble, les fournisseurs d'électricité vont être les acteurs les plus impactés par la mise en place des activités de partage, en ce compris les échanges de pair à pair. En plus de diminuer leurs volumes de fourniture globaux, les fournisseurs vont devoir faire face à une augmentation non négligeable de risques pour plusieurs aspects de leurs activités, ce qui pourrait provoquer une augmentation des tarifs pour les volumes résiduels.
Gestionnaires de réseau	Le développement des activités de partage ou d'échange va impacter l'activité des gestionnaires de réseau, à la fois au niveau de la gestion de leurs infrastructures et de leurs tarifs, mais également au niveau des démarches liées à la gestion des nouveaux statuts des utilisateurs.
Régulateur	Le régulateur joue un rôle dans la validation de la procédure technique mis en place par le GRD pour permettre les échanges de pair à pair. Il est aussi présent en cas de litige lors d'un échange. Il y a un cas spécifique à la Wallonie. Le décret électricité prévoit que la CWaPE autorise les échanges de pair à pair après une demande des clients actifs. Cette spécificité risque d'impacter fortement la CWaPE dans ses activités et de générer des délais de traitement.

4 Recommandations

4.1 Objectifs

L'objectif de ce chapitre est de formuler des recommandations et propositions concrètes et étayées, par rapport aux modalités administratives, techniques, juridiques et économiques à mettre en œuvre pour la création d'un cadre optimal des échanges de pair à pair en Wallonie.

4.2 Approche

Les recommandations ont été formulées à partir des observations faites dans les chapitres précédents, portant respectivement sur le benchmarking et analyse SWOT (chapitre 2) et les analyses économiques de l'impact des modalités de la mise en place d'un échange P2P (chapitre 3).

Afin de structurer les recommandations, un récapitulatif des différentes dispositions de mise en œuvre de l'échange de pair à pair a été réalisé. Chaque disposition comporte des observations faites dans les différentes Régions et des recommandations proposées sur base de ces observations.

Nous avons listé 11 dispositions qui nous semblent importantes à détailler afin de permettre une mise en place de l'échange de pair à pair efficace et rapide en Wallonie.

1. Désignation de l'interlocuteur
2. Compteur communicant et comptage
3. Caractère exclusif
4. Contrat chez un fournisseur et régime de comptage
5. Signature d'une convention entre clients actifs
6. Formulaire d'autorisation de partage
7. Tarification
8. Périmètre géographique
9. Facturation
10. Echange One-to-many et Many-to-one
11. Absence de licence de fourniture pour le client final autoproducteur

4.3 Présentation des dispositions

4.3.1 Disposition # 1 : Désignation de l'interlocuteur

a) Observations

Le décret électricité ne désigne pas de personne responsable de l'échange de pair à pair, qui serait la personne de contact avec les autorités, hormis lorsqu'une personne tierce est désignée.

Au sein de la Région bruxelloise :

Le titulaire du point d'injection est désigné comme l'interlocuteur unique et agit donc en tant que responsable administratif et financier du projet. Il organise et assure la gestion quotidienne de l'activité d'échange de pair à pair et est le point de contact (SPOC) avec SIBELGA. Il doit s'assurer du respect de la vie privée et de la protection des données à caractère personnel du consommateur et l'informer dans les plus brefs délais en cas de cessation de l'activité ou de tout changement significatif dans l'activité d'échange de pair à pair.

S'il y a plusieurs producteurs (many-to-one), un interlocuteur unique est désigné par ceux-ci. Il aura les mêmes responsabilités que celles décrites précédemment.

Le titulaire du point d'injection peut, lorsqu'il ne désire pas assumer les tâches associées à l'interlocuteur unique, désigner une tierce partie qui assurera alors ce rôle d'interlocuteur unique. La tierce partie retenue, qui ne doit pas nécessairement être considérée comme un client actif, doit alors communiquer la preuve de sa désignation dans le formulaire de partage.

En Flandre :

L'interlocuteur est appelé administrateur en Flandre. Cette tâche peut incomber soit au client actif producteur, soit à un tiers. L'administrateur est responsable de l'enregistrement de l'échange de pair à pair via MijnFluvius.

L'administrateur doit communiquer à Fluvius, via mijnFluvius, toutes les modifications apportées à l'échange de pair à pair. Ces changements doivent être communiqués à Fluvius dès que possible en raison de leur impact potentiel sur les calculs des volumes.

L'administrateur doit toujours signaler les participations des clients actifs au fournisseur d'énergie concerné et vérifier si des conditions spécifiques doivent être appliquées par le fournisseur concerné dans le cadre des actions énergétiques.

b) Recommandations :

Il semble important de désigner une personne de contact en charge de la gestion de l'échange de pair à pair. Cette personne doit être la responsable du projet et doit pouvoir être un point de contact pour les différentes parties. Elle est en charge :

- De l'enregistrement de l'échange de pair à pair auprès du gestionnaire du réseau de distribution (ceci n'est pas prévu par le décret électricité qui prévoit que la CWaPE enregistre les échanges, nous expliquons à la disposition 7 la raison de cette recommandation).
- De la gestion administrative et financière du projet au niveau des clients actifs.
- D'aider le GRD à mettre l'échange de pair à pair en place et de gérer la communication avec celui-ci.

Suite à nos observations, nous recommandons que la personne en charge de la gestion administrative et financière du projet soit le client actif titulaire du point d'injection. Cette attribution de la responsabilité de la gestion au producteur nous parait pertinente car :

- Elle permet d'assurer que la responsabilité de cette tâche soit clairement attribuée
- Le producteur dispose d'une vue sur sa production, mais aussi sur son autoconsommation et sur les volumes réinjectés
- A contrario, le consommateur de l'électricité échangée est dépendant de la production du producteur, sur laquelle il ne dispose pas de levier
- L'installation de production étant chez le producteur, il est plus difficile pour le consommateur d'y accéder en cas de problème. Si le GRD remarque un problème au niveau de l'installation et que la personne de contact est le consommateur, celui-ci devra tout de même contacter le producteur.

Toutefois, il est possible de déléguer cette responsabilité à un tiers comme déjà mentionné dans l'article 35octies §2 du décret électricité. Ce délégué n'est pas obligatoirement considéré comme un client actif.

Concernant la gestion par un tiers de plusieurs activités d'échange de pair à pair, nous pensons qu'une personne pourrait être responsable de plusieurs échanges de pair à pair. Pour autant que le tiers ne soit pas surchargé et ne puisse pas assurer la bonne gestion de toutes les activités d'échanges pour lesquelles il est responsable.

Il ne parait donc pas problématique qu'un tiers soit responsable de plusieurs relations d'échange de pair à pair. En effet, ne pas limiter le nombre d'activités d'échange permettra à certains acteurs de développer des business model de gestion, libérant ainsi les clients actifs des obligations, notamment administratives, liées à l'activité d'échange. Cette délégation permettrait donc de lever les freins liés à la crainte de la surcharge administrative associée à l'activité d'échange, qui peut susciter des réticences au développement de tels échanges.

4.3.2 Disposition # 2 : Compteur communicant, AMR et régime de comptage

Il y a, dans le décret électricité, 2 articles (parmi d'autres) qui abordent la thématique du compteur. L'article 35 octies §3 l'aborde dans le cadre de l'échange de pair à pair. L'article 2 29°bis définit ce qu'est un compteur communicant.

« Art. 35 octies §3. Pour exercer les activités visées au paragraphe 1er, alinéa 1er, 6°, 7° et 8°, le client actif est équipé d'un compteur qui mesure de manière distincte l'énergie prélevée et injectée et qui transmet les données agrégées par période de règlement des déséquilibres sous forme de communication électronique. »

« Art.2 29°bis « compteur communicant » : un système électronique qui mesure de manière distincte l'énergie prélevée et injectée en ajoutant des informations qu'un compteur classique ne fournit pas, qui peut transmettre et recevoir des données sous forme de communication électronique et qui peut être actionné à distance afin d'assurer les fonctionnalités prévues à l'article 35bis, §2. Ce système électronique de mesure s'applique au raccordement basse tension dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 56kVA; »

Le compteur utilisé en basse tension dont la puissance est inférieure ou égale à 56kVA sera un compteur communicant. Dans les autres cas, ce compteur est un AMR (automated meter reading).

a) Observations :

Au sein de la Région bruxelloise :

C'est le gestionnaire du réseau de distribution qui est en charge de l'installation du compteur. Il a aussi la responsabilité de l'entretien, du relevé des compteurs, et du traitement des données.

Une des conditions pour démarrer un échange de pair à pair est que le producteur et le consommateur disposent d'un compteur intelligent dont le régime de comptage est le régime R3. A savoir qu'en régime R3, la courbe de charge est envoyée au fournisseur d'énergie et est utilisée dans les calculs du fournisseur et du BRP.

Grâce au placement du compteur intelligent, le gestionnaire du réseau de distribution SIBELGA pourra calculer les volumes échangés entre les deux parties, et ensuite corriger les données des fournisseurs de chaque client en communiquant ces informations au marché classique.

Le GRD permet au Producteur d'avoir accès aux données de consommation d'électricité issue de l'échange de pair à pair du Consommateur, afin que le Producteur puisse établir la facture de l'échange de pair à pair.

En Flandre :

Le gestionnaire de réseau a la tâche de placer, d'activer, de désactiver, de réparer et d'entretenir le compteur intelligent. Il lit aussi les données, les relève, et les met à disposition des clients

actifs et des fournisseurs. En effet, la plateforme MijnFluvius permet aux clients de l'échange de pair à pair, ainsi qu'aux fournisseurs de voir les flux échangés.

b) Recommandations :

Il est indispensable pour les deux clients actifs souhaitant participer à un échange de pair à pair, de disposer d'un compteur communicant ou AMR afin de pouvoir observer et communiquer les informations de prélèvement et d'injection d'électricité sur base quart-horaire. Sans cela, il n'est pas possible de déterminer les niveaux d'autoconsommation et de réinjection des participants à l'échange

Dès lors, nous recommandons de travailler avec un régime de comptage permettant aux GRD de rapatrier la courbe de charge, de manière à pouvoir la transmettre ensuite aux clients et aux fournisseurs.

L'installation d'un compteur communicant ou AMR selon les cas a déjà été pris en compte au sein du décret électricité. En Wallonie, c'est le gestionnaire de réseau qui a la tâche d'installer et de veiller au bon fonctionnement du compteur.

Suite aux observations faites en Région flamande et bruxelloise, nous recommandons de travailler en 2 phases pour le comptage et la transmission des données.

a) Dans un premier temps, une fois l'échange de pair à pair initié entre les deux parties, le GRD aurait la responsabilité, en fonction du rôle spécifique de chaque partie, d'envoyer les mesures collectées chaque mois aux :

- 2 clients actifs
- Fournisseurs des clients actifs

Durant cette première période transitoire, le GRD aurait donc la charge de traiter manuellement, dans un premier temps, les données d'injection et de consommation liées à l'échange pour chacun des participants, et de leur transmettre.

De cette manière, les deux clients actifs pourraient disposer des informations nécessaires pour gérer entre eux la facturation des volumes échangés et pour s'assurer de la prise en compte de ces derniers par les fournisseurs au sein des facture associées aux volumes résiduels. Le GRD aurait, dans ce cas, pour rôle de relever les compteurs et de communiquer vis-à-vis des clients et des fournisseurs.

Ce système, fort similaire à celui de Bruxelles, semble pertinent dans les phases initiales de mise en place de l'échange de pair à pair au sein de la Région, tant que leur nombre reste limité.

b) Dans un second temps, une fois que le nombre d'échange de pair à pair devient conséquent, la mise en place d'une automatisation nous paraît appropriée. En effet, le système décrit précédemment donnerait plus travail pour les GRD. Dès lors, le développement d'un système de relevé et de communication des données automatique se révèlerait pertinent au vu de la charge de travail récurrente qu'il permettrait de compenser.

Nous pensons que le système mis en place en Région flamande est plus efficace, et que la plateforme MijnFluvius est un avantage par rapport à la Région de Bruxelles-capitale. La plateforme récupère, calcule et agrège automatiquement les relevés de compteurs. Celle-ci permet aussi d'aller plus facilement et rapidement dans le détail pour toutes les parties.

4.3.3 Disposition # 3 : Caractère exclusif

a) Observations

Au sein de la Région bruxelloise :

« Un point d'accès ne peut participer qu'à une seule activité de partage d'énergie (Art.6, Règlement technique provisoire). »

D'après BRUGEL, cette interdiction a été requise par le gestionnaire de réseau afin de limiter la complexité du comptage de données qu'engendreraient plusieurs couches de calcul.

En Flandre :

Un utilisateur du réseau ne peut participer qu'à une seule activité de partage ou d'échange d'électricité.

Aux Pays-Bas

Le cas des Pays-Bas est mentionné ici car, comme décrit au sein du point 2.4.3.1, le projet de loi « Energiewet » permettra aux clients actifs de faire plusieurs échanges de pair à pair.

L'article 2.3 de la loi permet d'interagir avec plusieurs acteurs de marché, à condition qu'il y ait un point d'accès pour chaque acteur.

b) Recommandations :

Le caractère exclusif de la participation à un échange de pair à pair, un partage d'énergie ou une communauté d'énergie, a été mis en place dans les Régions de Bruxelles et de la Flandre. En effet, l'inverse engendrerait des complexités du comptage des flux dues à plusieurs couches de calcul pour les GRD. Ce n'est cependant pas techniquement impossible à mettre en place.

Le décret électricité n'impose l'exclusivité qu'au niveau des activités de partage d'énergie (art. 35quaterdecies §1er 4°). Il n'exclut pas qu'un point d'accès participe à plusieurs activités d'échange. Il est toutefois probable que permettre plusieurs échanges de pair à pair à un même point d'accès engendre de nouvelles complications administratives et techniques pour les GRD et les fournisseurs.

Sur base des éléments analysés dans les différentes Régions, nous recommandons de travailler en plusieurs phases afin de permettre aux différents acteurs de marché de se familiariser avec les procédures mises en place.

Dans un premier temps, nous proposons de limiter chaque point d'accès à une seule activité d'échange de pair à pair, comme c'est le cas pour le partage d'énergie.

Dans un second temps, après une période de familiarisation, et après évaluation et consultation auprès des GRD, des clients et des fournisseurs, il serait possible de permettre plusieurs échanges de pair à pair pour un même point d'accès, pour peu que les tâches et responsabilités de chacun soient clairement établies.

Ce fonctionnement par phase permettrait une identification progressive des contraintes associées à chacun des acteurs.

4.3.4 Disposition # 4 : Contrat chez un fournisseur

a) Observations

Au sein de la Région bruxelloise :

Comme indiqué dans le règlement technique provisoire, tout utilisateur de réseau qui s'engage dans une activité de partage, d'achat, ou de vente d'électricité, doit avoir un contrat avec un fournisseur pour son prélèvement/injection.

En Flandre :

Le système est similaire à celui de la Région de Bruxelles-capitale. Les participants doivent avertir leur fournisseur et demander à passer à un régime de comptage 3, où les données quart horaires sont rapatriées par Fluvius, qui pourra alors les communiquer au fournisseur.

b) Recommandations

Nous estimons nécessaire que les 2 clients de l'échange de pair à pair continuent de disposer d'un contrat chez un fournisseur classique. De cette manière, les participants à l'échange disposent toujours d'une fourniture classique permettant de couvrir les volumes consommés ne provenant pas de l'électricité partagée dans le cadre de l'échange de pair à pair, lorsque la production locale est insuffisante par exemple.

4.3.5 Disposition # 5 : Signature d'une convention

Le décret électricité demande que l'échange de pair à pair soit encadré par un contrat conclu entre les parties.

« Art. 35octies §4. L'échange de pair-à-pair visé au paragraphe 1er, alinéa 1er, 7°, s'effectue :

(…)

2° au moyen d'un contrat contenant les conditions préétablies régissant l'exécution et le règlement automatiques de la transaction.

(…). »

a) Observations

A Bruxelles :

Une convention doit être conclue entre le client actif consommateur et le client actif producteur ou le tiers. Chaque partie peut mettre fin à la convention, sans frais, moyennant un préavis de 3 semaines.

Cette convention reprend les coordonnées des clients actifs prenant part à l'activité d'échange, et stipule les droits et obligations des parties, ainsi que les règles et modalités de l'activité. Plusieurs clauses légales prévoient également les modalités, afin de mettre fin au contrat ou de régler des litiges.

Dans le cas du pair à pair, le régulateur bruxellois ne doit pas contrôler cette convention avant la mise en œuvre de l'activité. Cette convention n'est demandée qu'à posteriori, en cas de litige ou de procédure judiciaire.

En Flandre :

Il n'y a, pour l'instant, pas de convention type pouvant être utilisée pour exécuter et réguler la transaction en Flandre. Des discussions menées avec la VREG semblent indiquer qu'il s'agit d'un défaut actuel du système et que la rédaction d'une convention par la VEKA est actuellement en cours.

Pour l'instant, soit le client actif autoproducteur fournit son surplus d'électricité gratuitement au client actif consommateur, et la relation n'est pas formalisée sous forme de contrat, soit les échanges donnent lieu à une rémunération, dans quel cas les parties rédigent un contrat dont le contenu a librement été déterminé par ceux-ci.

b) Recommandations

Les Régions bruxelloise et flamande s'accordent pour dire qu'une convention est nécessaire.

Comme observé à Bruxelles avec SIBELGA, nous recommandons de rédiger une convention type. Le décret électricité prévoit que ce soit la CWaPE qui rédige le contrat type d'échanges de pair à pair. Cette convention serait ensuite mise à disposition pour les clients actifs de l'échange de pair à pair.

Cette convention permettra de :

- Identifier les parties
- Définir un cadre temporel à l'échange de pair à pair
- Identifier les droits et obligations des parties
- Cadrer le prix de vente de l'électricité échangée
- Cadrer les règles et les modalités de l'échange de pair à pair
- Cadrer les modalités en cas de défaut de paiement
- Donner un document sur lequel se baser en cas de litiges

Tel que le prévoit la législation bruxelloise, nous pensons que le contrôle de cette convention par le Régulateur ou le gestionnaire de réseau n'est nécessaire qu'en cas de litige à arbitrer, mais ne doit pas figurer comme condition pour pouvoir démarrer l'activité.

Le contenu de cette convention ne concerne que les parties de l'échange. Une vérification ex ante ne semble pas pertinente étant donné les nombreux éléments présents dans la convention (tels que le prix de l'électricité vendue, les parties participantes, le délai de paiement, la période de facturation, …) ne concernant que les signataires et ne pouvant pas être modifiés par la partie en charge de vérifier la convention.

Notons qu'en cas de modification au niveau d'un des participant au pair à pair (déménagement, changement de consommateur au niveau de l'échange, …), cette modification met fin de facto à la relation. La convention initiale devient dès lors caduque et une nouvelle convention, régulant les conditions de la nouvelle relation d'échange, doit être établie entre les parties.

4.3.6 Disposition # 6 : Formulaire d'autorisation

Le décret électricité prévoit que la demande d'autorisation pour la mise en place d'un échange de pair à pair soit réalisée via un formulaire transmis à la CWaPE.

« Art.35octies §4. (…)

Toute activité d'échange de pair-à-pair est soumise à l'octroi d'une autorisation délivrée par la CWaPE, moyennant le respect des conditions fixées par ou en vertu décret.

Le client actif introduit sa demande auprès de la CWaPE au moyen du formulaire type établi par celle-ci en concertation avec les gestionnaires de réseaux.

Le formulaire est publié sur le site de la CWaPE et des gestionnaires de réseaux.

La CWaPE notifie sa décision au client actif ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux concernés.

(…) »

a) Observations

Au sein de la Région bruxelloise :

Le formulaire de partage d'énergie est établi par le gestionnaire de réseau (SIBELGA) et est publié sur son site. Ce formulaire est identique pour toutes les formes de partage possibles en Région bruxelloise. Les informations reprises dans ce formulaire sont les suivantes :

- Le type de partage
- Les coordonnées de l'interlocuteur unique
- Le descriptif du partage
  - Date de début du partage
  - Les coordonnées des participants
  - Le périmètre électrique
  - La méthode de répartition de l'injection entre les participants au partage
- Les modalités du partage
- Engagement sur l'honneur
- Signature de l'interlocuteur unique

C'est le gestionnaire de réseau qui a la responsabilité d'approuver ce formulaire de partage. Une fois validé, les clients sont notifiés et l'activité d'échange ou de partage peut débuter.

En Flandre :

Le formulaire de l'échange est également géré par le gestionnaire du réseau (Fluvius). Ce formulaire est intégré à une plateforme en ligne appelée *MijnFluvius* qui permet à l'administrateur, aux participants de l'échange de pair à pair, et aux fournisseurs, d'avoir accès aux données d'échange. Les GRD y ont également accès, Fluvius étant une société d'exploitation qui supervise les 10 GRD de Flandre. Plusieurs étapes sont à suivre et sont détaillées au point 2.2.6.2 du rapport. Les étapes sont les suivantes :

- L'enregistrement de l'administrateur
- L'enregistrement de l'échange de pair à pair
    - Choix de la communauté (ici, échange de pair à pair)
    - L'enregistrement des points d'accès
    - La configuration des points d'accès
- L'acceptation des conditions d'utilisation
- L'accord de tous les participants

Plusieurs contrôles ex-ante sont faits automatiquement par Fluvius. Une fois l'échange validé par Fluvius, l'activité d'échange peut commencer.

b) Recommandations

Le décret électricité impose à la CWaPE de créer un formulaire type afin de permettre aux clients actifs d'introduire une demande pour réaliser un échange de pair à pair. Le décret électricité prévoit également que la CWaPE autorise la demande d'activité d'échange de pair à pair.

Tant au niveau de la Région bruxelloise qu'en Flandre, nous observons que c'est le gestionnaire du réseau de distribution qui est en charge de la rédaction et de la validation des formulaires d'autorisation. Le régulateur se contente alors de valider le formulaire type, une fois que celui-ci a été rédigé par le gestionnaire du réseau de distribution.

Nous notons que pour permettre un échange de pair à pair, l'entité compétente doit vérifier plusieurs éléments :

- Coordonnées de l'interlocuteur
- Coordonnées des clients actifs
- Le type d'échange prévu (si possibilité de faire du one-to-many par exemple)
- Contrôle des points d'accès, c'est-à-dire le code EAN, la présence d'un compteur intelligent, l'activation du régime de comptage approprié et un contrat de fourniture d'électricité

Si l'entité compétente est le GRD, ces 4 points peuvent être vérifiés rapidement et automatiquement comme vu en Flandre et à Bruxelles.

Dans le cas où l'entité compétente désignée est le régulateur, certains points, notamment le contrôle des points d'accès (quatrième point) devra faire l'objet d'interactions et d'échanges avec le GRD, suscitant ainsi des délais et une charge de travail supplémentaire. Dès lors, nous estimons donc que demander au régulateur de valider le formulaire d'échange de pair à pair n'apporte aucune plus-value par rapport à un système où le GRD aurait la charge de la validation.

Les systèmes bruxellois et flamand nous paraissent plus efficients que celui proposé dans le décret électricité pour plusieurs raisons :

- Les données de l'échange de pair à pair vont être recueillies par le GRD pour être transférées aux clients et aux fournisseurs. Le régulateur n'est pas en mesure d'effectuer

la vérification de l'ensemble des informations, ces données n'étant pas directement à sa disposition. Ce sont les GRD qui disposent des informations nécessaires.

- La validation du formulaire devrait être faite par le GRD et non par la CWaPE. Le processus envisagé dans le décret électricité ajoute une étape inutile. Le client remplirait le formulaire, qui serait vérifié par le CWaPE, qui devrait elle-même demander au GRD de vérifier le formulaire. Une fois le formulaire validé par le GRD, il transmet sa validation à la CWaPE qui notifie les clients.
- Pour la CWaPE, cette attribution sort de son champ habituel d'action, qui consiste à évaluer des situations dans lesquelles le monopole du GRD pourrait être remis en question (régime des lignes directes, des conduites directes et des réseaux fermés professionnels).

Au vu de cette analyse, nous estimons que la gestion des autorisations par la CWaPE n'apporte pas de plus-value au mécanisme. Il semble plus cohérent que cette responsabilité incombe au GRD, comme c'est le cas dans les autres Régions. La CWaPE pourrait tout de même intervenir au niveau de la validation de l'élaboration du formulaire type de demande, afin de s'assurer de sa pertinence et sa complétude.

4.3.7 Disposition # 7 : Tarification

a) Observations

Au sein de la Région bruxelloise :

Dans la Région de Bruxelles-capitale, 4 configurations ont été définies en fonction du périmètre géographique dans lequel a lieu l'activité d'échange et amènent à une tarification distincte des participants. Ces périmètres sont les suivants :

- Dans le même immeuble – *Type A*
- Sous la même cabine réseau, moyenne tension vers basse tension – Type B
- Au-delà de la même cabine réseau et sous un même poste de fourniture Elia – Type C
- Au-delà du poste de fourniture d'Elia – *Type D*

Les différences tarifaires sont réalisées au niveau du tarif d'utilisation du réseau de distribution et du tarif de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Les échanges réalisés sous le régime de type D seront soumis à un tarif d'utilisation du réseau « maximal », à savoir le tarif d'un consommateur disposant d'un contrat de fourniture classique. Le tarif de type C soustrait les frais liés à la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Le type B évite les frais de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport et verra les prélèvements en heure pleine et heure creuse diminuer de moitié. Le type A exonère des frais de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ainsi que du tarif d'utilisation du réseau de distribution.

A noter qu'une étude est en cours dans la Région bruxelloise afin d'évaluer la pertinence de la tarification différenciée selon le périmètre de l'échange ou du partage d'énergie. Les conclusions de cette étude (encore non disponibles) pourraient être des éléments à prendre en compte pour les modalités applicables en Région wallonne.

Dans le cas de l'échange de pair à pair, seuls les tarifs de type B à D sont applicables. A noter que cette tarification est potentiellement amenée à changer à partir de l'année 2025, en raison du changement de période régulatoire.

En Flandre :

La tarification liée à l'utilisation du réseau est identique quel que soit le périmètre de l'échange de pair à pair considéré. Il n'y a pas d'avantage au niveau de la tarification en fonction du périmètre de l'échange comme on peut le voir à Bruxelles.

Il est néanmoins intéressant de souligner que, lors d'une interview avec la VREG, la question d'une tarification plus avantageuse était en train d'être étudiée afin d'estimer le potentiel d'une tarification en fonction du périmètre, semblable à celle présente à Bruxelles.

b) Recommandation

Tenant compte des observations réalisées précédemment, nous estimons que, dans un premier temps, le modèle flamand, qui ne propose pas de tarification différenciée, s'avère le plus pertinent de manière à mettre rapidement en place un cadre régulatoire simple permettant les

activités d'échanges. En effet, cela éviterait des complications administratives pour les fournisseurs et les GRD.

Dans un second temps, il semble important d'évaluer l'impact que pourrait avoir la mise en place d'une tarification incitative, encourageant les échanges locaux d'électricité, telle qu'observée à Bruxelles.

Dans l'état actuel des choses, si l'on n'envisage pas d'adapter le réseau de distribution pour les productions décentralisées, celui-ci pourrait se retrouver congestionné lors des pics de production. Encourager la consommation locale peut jouer un rôle positif afin de diminuer cette congestion en favorisant la consommation locale de l'énergie produite lors de ces pics.

Plus la distance entre les clients actifs échangeant leur énergie est grande, plus les impacts négatifs seront potentiellement importants sur le réseau de distribution, avec des infrastructures davantage sollicitées et des risques de congestions accrus des deux côtés.

Dès lors, un incitant au caractère local des échanges, notamment via des incitants tarifaires, nous parait pertinent de manière à réduire les conséquences potentiellement néfastes associées aux échanges longue distance.

Cet élément nous parait d'autant plus pertinent si la décision de ne pas imposer de limite géographique aux échanges est maintenue (cf.).

4.3.8 Disposition # 8 : Périmètre géographique

a) Observations

Au sein de la Région bruxelloise :

Il n'y a aucune restriction géographique pour l'échange d'énergie en Région de Bruxelles-Capitale, tant que les clients actifs impliqués sont situés dans la zone de la Région bruxelloise.

En Flandre :

Le même constat qu'à Bruxelles peut être posé. Il n'y a pas de périmètre géographique maximal, tant que l'on reste dans la Région.

b) Recommandations

Tout comme dans les 2 autres Régions, nous conseillons de ne pas interdire l'échange de pair à pair pour de grands périmètres géographiques tant qu'il se situe en Région wallonne. Les principales raisons sont épinglées ci-dessous :

- Les zones rurales sont généralement des lieux de production tandis que les zones urbaines sont plus souvent des zones de consommation. Un périmètre géographique pourrait engendrer une limitation au niveau de la complémentarité des zones rurales et urbaine.
- Il serait très difficile de définir des frontières pertinentes sans examiner au cas par cas.
    - Une frontière provinciale pourrait ne pas être adéquate si 2 voisins se situent, chacun, en bordure de 2 provinces différentes.
    - Mettre une distance maximale en kilomètres ne semble pas juste non plus. Il se pourrait que 2 bâtiments soient à grandes distances l'un de l'autre mais tout de même sous la même cabine haute-tension.

Cependant, la présence de plusieurs GRD sur le territoire wallon sera à prendre en compte. En effet, en cas d'échange entre des participants présents sur des réseaux gérés par des GRD différents, il sera nécessaire de prévoir des règles communes pour assurer les transmissions d'informations et la répartition des frais réseaux. Ce cadrage des relations inter-GRD peut être réalisé via la mise en place d'un règlement commun approuvé par l'ensemble des GRD, mais devrait donc faire l'objet de discussion entre ceux-ci de manière à obtenir un consensus. Une alternative consiste en la mise en place d'une plateforme gérant les interactions inter-GRD, comme le fait Fluvius en Région flamande.

Cette problématique des interactions entre GRD pourrait également être élucidée par l'imposition de n'effectuer des échanges qu'entre membres présents au sein du même GRD. Cependant, cette solution parait inéquitable en raison de la grande disparité des territoires couverts par ces GRD. Certains utilisateurs seraient limités à des périmètres très réduits en raison du territoire très réduit de la couverture de leur GRD, alors que d'autres pourraient envisager des échanges d'un bout à l'autre de la Région, leur GRD étant présent sur la majorité du territoire. Cette solution, bien que permettant de résoudre la problématique des interactions entre GRD, ne parait donc pas optimale.

Nous conseillons toutefois de privilégier les échanges de pair à pair locaux pour des raisons, entre autres, de congestion. Cela pourrait être fait, notamment, grâce à des tarifs incitatifs. Ce point est développé dans la disposition 7.

4.3.9 Disposition # 9 : Facturation du gridfee

a) Observations

À Bruxelles :

L'interlocuteur unique est en charge de percevoir les frais de réseau afférents à l'activité d'échange de pair à pair auprès du consommateur afin de s'acquitter de ceux-ci auprès du gestionnaire de réseau concerné.

Selon le règlement technique provisoire actuellement en vigueur *(Art. 7. §3),* le gestionnaire du réseau de distribution facture les frais de réseaux à l'interlocuteur unique :

- Une fois par an si tous les participants ont une capacité de raccordement inférieure ou égale à 56 kVA ;
- Maximum quatre fois par an si au moins un des participants a une capacité de raccordement supérieure à 56 kVA.

A ces frais de réseaux, s'ajoutent les impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures, applicables à cette électricité.

Le producteur est ensuite responsable de la facturation des volumes échangés avec le consommateur, non seulement pour la partie commodité, mais également pour les frais de réseau qui y sont relatifs. Il émettra une facture mensuelle/trimestrielle ou annuelle en fonction dispositions prévues dans la convention établie entre les deux parties.

Le consommateur reçoit donc 2 factures pour son électricité : une de son fournisseur classique qui reprends les volumes complémentaires ainsi que les frais de réseaux liés à ces volumes, et une autre de la part du producteur de l'échange de pair à pair, reprenant le coût de l'électricité échangée et les frais réseaux qui leurs sont propres.

En Flandre :

Grâce à la plateforme MijnFluvius, les participants peuvent consulter les flux échangés lors des échanges de pair à pair. Les volumes sont par ailleurs envoyés aux fournisseurs, leur permettant d'envoyer leurs factures relatives aux volumes alloconsommés (hors échange de pair à pair) mais reprenant l'ensemble des coûts réseaux s'appliquant sur les volumes consommés totaux.

Si les participants se sont accordés entre eux pour qu'il y ait une rémunération, une facture sera émise, du producteur vers le consommateur. Contrairement à Bruxelles, celle-ci ne reprendra pas les frais de réseaux de l'échange de pair à pair car ils sont repris dans la facture envoyée par le fournisseur.

b) Recommandations

Le moyen de facturer a été entrepris de 2 manières différentes dans la Région flamande et dans la Région bruxelloise. Tandis que la première demande au fournisseur d'intégrer les données de l'échange de pair à pair à sa facture envoyée au consommateur en y incluant les frais réseaux de l'électricité échangée. La seconde prévoit que ce soit l'interlocuteur unique qui

reçoive la facture de l'échange de pair à pair via le gestionnaire du réseau de distribution, et que ce soit donc l'interlocuteur unique qui se charge de refacturer non seulement les kWh échangés au sein de l'échange, mais aussi les frais réseaux afférents.

Les 2 systèmes présentent certains avantages et inconvénients.

En Région Bruxelles-Capitale, le GRD va à la fois fournir un relevé de consommation reprenant les volumes échangés au sein de l'échange de pair à pair, mais aussi une facture reprenant les frais de réseau associés aux volumes échangés. Le responsable de l'échange aura donc la responsabilité de s'acquitter des frais de réseau auprès du GRD et d'assurer la refacturation auprès du consommateur, à la fois pour les volumes échangés (au prix convenu préalablement entre les 2 parties), mais aussi pour les montants propres aux frais de réseaux de ces volumes.

Dans le système choisi par Bruxelles, l'avantage réside donc dans le fait que le fournisseur des volumes résiduels ne supporte pas les risques d'impayés auprès du GRD sur des volumes dont il n'est pas responsable.

En Flandre, le fournisseur a la charge d'envoyer la facture avec les spécifications de l'échange de pair à pair. Le consommateur verra apparaître sur sa facture la partie des volumes qu'il a consommés au sein de l'échange mais qu'il ne devra pas payer la partie commodité car ceux-ci proviennent de l'échange de pair à pair. Néanmoins les frais de réseau s'appliquent sur le total du volume consommé (fourniture assurée par le fournisseur désigné au point d'accès et échange de pair à pair). Le consommateur paie pour les frais de réseau liés à l'échange de pair à pair. Dans ce cas, c'est donc le fournisseur qui supporte les risques liés aux impayés.

Le système flamand n'a pas encore prévu de convention entre les participants à l'échange. S'il n'y a pas de rémunération prévue, il n'y a pas de facture supplémentaire relative aux volumes échangés établies entre le producteur et le consommateur. En l'absence de facture entre les parties, l'ensemble des frais liés à l'échange (utilisation du réseau, comptage, …) seront donc refacturés à chacun des utilisateurs via la facture fournisseur. Si une rémunération est mise en place, il y a paiement du consommateur vers le producteur selon les modalités qui ont été décidées, mais uniquement pour les commodités (les kWh consommés dans le cadre de l'échange). Le producteur ne doit donc pas considérer les frais de réseaux associés à ces volumes échangés.

	Bruxelles	Flandre
Personne à charge de facturer le montant des flux échangé	L'interlocuteur unique facture le montant de l'électricité au consommateur au prix convenu dans la convention.	Dans le protocole, il n'y a pas de rémunération prévue pour le producteur. Si les clients actifs souhaitent tout de même le faire, ils s'arrangent entre eux.
Personne à charge de la facturation des frais de réseau	Le GRD envoie les frais de réseau en lien avec l'échange de pair à pair à l'interlocuteur unique. L'interlocuteur unique peut choisir de répercuter les coûts sur les clients actifs.	Le fournisseur a la charge de facturer les frais de réseau afférant à l'échange de pair à pair. Les frais de réseau de l'échange de pair à pair seront supportés par le consommateur. Seuls les volumes de soutirage sont soumis à des frais de réseau, le producteur n'aura donc pas de frais à payer pour sa réinjection.
Avantages	Pour le fournisseur : - Les fournisseurs ne doivent pas supporter les risques d'impayés auprès du GRD pour des volumes dont ils ne sont pas responsables.	Pour le consommateur - Les frais de réseau liés à l'échange de pair à pair sont intégrés à la facture de fourniture du consommateur.
Inconvénients	L'interlocuteur unique supporte l'ensemble des risques liés à l'échange : pour les frais réseaux et les montants associés aux commodités.	Le fournisseur supporte les risques liés aux frais réseaux de volumes sur lesquels il ne génère aucune plus-value et sur lesquels il n'a pas la main.

En Wallonie, il a été décidé que le fournisseur ait la charge de facturer les coûts d'utilisation du réseau, les taxes et surcharges applicables aux volumes partagés dans le cadre d'activité de partage et d'échange d'énergie.

Pour une raison de simplicité administrative, il nous parait opportun de procéder de la même manière pour les activités d'échanges de pair à pair. Bien que les deux activités ne soient pas pareilles, elles sont tout de même fortement semblables. Il nous semble dès lors cohérent de demander aux fournisseurs désignés aux points d'accès pour la fourniture des volumes

résiduels de facturer les coûts d'utilisation du réseau, les taxes et surcharges pour les deux types d'activité.

De plus, le fournisseur facturant les frais de réseau liés à l'échange de pair à pair permet de respecter les principes prévus par le cadre wallon.

Pour la facture qui doit être envoyée du producteur au consommateur, nous estimons qu'il est nécessaire de définir les modalités de celle-ci dans la convention entre les 2 parties (montant du kWh, temporalité de facturation, etc).

4.3.10 Disposition # 10: One-to-many et Many-to-one

a) Observations

En Région bruxelloise :

Le One-to-many et le Many-to-one requièrent l'implication des fournisseurs d'électricité au sein de l'échange. En effet, ce type d'échange implique la détention d'une licence de fourniture d'électricité dans le chef du producteur ou du tiers chargé de la gestion de l'échange. Il est toutefois constaté, qu'actuellement, aucun fournisseur ne propose ce service. Cette constatation est potentiellement liée au caractère récent du cadre régissant les échanges de P2P.

En Flandre :

La version 3 du protocole de Fluvius permettra l'échange de pair à pair de plusieurs producteurs à un seul consommateur (Many-to-one). Les modalités de cet échange sont à ce stade envisagées mais n'ont pas encore été décidées.

Contrairement à Bruxelles, le Many-to-one ne requiert pas de licence de fourniture pour pouvoir être exercé. La définition est la suivante « multiples échanges de pair à pair : combinaison de plusieurs accords d'échange de pair à pair au même client actif. »

b) Recommandation

Etant donné la complexité de ces modèles par rapport à l'échange de pair à pair d'une personne à une autre, et au vu du faible nombre de situations dans lesquelles ils pourraient s'avérer pertinent, nous recommandons de commencer par une mise en place limitée au One-to-one. En effet, nous estimons que, dans un premier temps, prévoir un cadre spécifique pour les d'échanges P2P entre plus de deux parties n'est pas utile, mais qu'il est éventuellement à envisager dans une seconde phase de la mise en œuvre de ces activités d'échange. Nous recommandons, sur base des observations faites dans les deux autres Régions, de privilégier les échanges de pair à pair d'une personne à une autre tout en laissant la possibilité de faire du Many-to-one et du One-to-many dans une seconde phase, une fois les modalités de mise en œuvre du One-to-one éprouvées.

En fonction des demandes du marché, un modèle Many-to-one pourrait, par la suite, être envisagé, en identifiant un "business model" clair dans lequel celui-ci pourrait se développer. En suivant l'exemple que donne la Flandre dans la version 3 de son protocole[36], il pourrait être envisageable qu'une entreprise rachète le surplus de production de producteurs à proximité de son périmètre.

Nous envisageons également la possibilité de réaliser des échanges de pair à pair One-to-many. On pourrait tout-à-fait concevoir qu'une entreprise ait des installations lui permettant de produire beaucoup d'électricité provenant de sources renouvelables. Cette énergie serait

[36] Protocol energiedelen en P2P v3 - consultatieversie (fluvius.be)

fortement consommée en semaine mais très peu le weekend en raison des horaires de travail. Il pourrait être intéressant pour l'entreprise et les personnes habitant aux alentours d'échanger cette électricité non utilisée.

Nous pensons qu'il ne serait pas nécessaire de demander une licence de fourniture pour le Many-to-one ou le One-to-many comme à Bruxelles. En effet, le conditionnement à la détention d'une licence de fourniture serait un frein au développement de l'échange de pair à pair en Région wallonne. En effet, les démarches pour l'obtention de cette licence sont longues et nécessitent une série des compétences propres aux fournisseurs d'énergie, et dès lors rarement présentes chez les citoyens non impliqués dans le secteur. Néanmoins, il est nécessaire de s'assurer une différenciation des activités liées à des échanges One-to-many / Many-to-one, de celles liées à des communautés d'énergie : chacune de ces activités doit s'inscrire dans un cadre qui lui est propre, et qui ne chevauche pas celui des autres activités d'échange ou de partage.

4.3.11 Disposition # 11 : Absence de licence de fourniture pour le client final autoproducteur

a) Observations

L'article 31 du décret électricité du 12 avril 2001 est modifié par le décret du 5 mai 2022. La modification est telle :

« Art. 31

(...)

§ 2. Tout client final est tenu de recourir à un fournisseur disposant d'une licence de fourniture délivrée conformément à l'article ~~précédent~~ 30, à défaut de détenir lui-même une licence pour assurer sa propre fourniture, dans les cas visés à l'article 30, § 3, alinéa 1er, 2°, quatrième tiret. Cette obligation ne s'applique toutefois pas au client final qui :
1° produit tout ou partie de l'électricité qu'il consomme, ~~pour la partie de l'électricité autoproduite et consommée sur le site de production~~ et ce uniquement pour la quantité d'électricité autoconsommée sur le lieu d'implantation de l'installation;
2° est fourni, par ou en vertu du présent décret, par un gestionnaire de réseau de distribution.
3° utilise un point de recharge ~~ouvert au public~~ pour recharger son véhicule électrique.
4° ~~participe à une communauté d'énergie renouvelable, et ce uniquement pour la quantité d'électricité autoconsommée collectivement~~ exerce une activité de partage d'énergie et ce, uniquement pour la quantité d'électricité partagée effectivement consommée

(...) »

b) Recommandations

L'article 31 du décret électricité prévoit que les clients actifs participant à des activités de partage ne soient pas soumis à une licence de fourniture. Etant donné que l'échange de pair à pair n'est pas considéré comme une activité de partage, mais comme une activité d'échange, cela obligerait le client actif producteur de l'échange de pair à pair à se procurer une licence de fourniture.

Un avantage majeur de l'échange de pair à pair, par rapport à une communauté d'énergie, est l'amoindrissement de démarches administratives et légales. Nous ne recommandons pas d'obliger le client actif producteur à posséder une licence de fourniture afin de commencer une activité d'échange. Cela pourrait freiner le développement des échanges de pair à pair en Wallonie.

Nous conseillons par conséquent de modifier cette partie de l'article car il semble toutefois que la volonté du législateur soit d'exonérer les participants à un échange de pair à pair de l'obligation de détenir une licence de fourniture pour la réalisation de ces activités.

Selon nos recherches, les Régions bruxelloises et flamandes sont les seules à avoir réellement mis en place l'échange de pair à pair mentionné dans la directive (UE) 2018/2001. Il est important de souligner que la mise en œuvre est récente pour les 2 Régions. Il est donc possible que le système mis en place soit encore modifié pour répondre aux besoins du marché.

De ce fait, et suite aux différentes interviews réalisées avec les régulateurs flamands et bruxellois, nous avons pu remarquer que les modalités qui entourent les échanges de pair à pair se mettent en place progressivement.

Après avoir analysé les différentes Régions, nous pensons qu'il est important pour la Wallonie d'essayer de revoir les modalités de l'échange de pair-à-pair de manière régulière afin de pouvoir s'adapter à l'évolution du marché.

Nous recommandons d'instaurer un cadre simple au début de la mise en place de l'échange de pair à pair. Comme observé dans les 2 autres Régions, l'échange de pair à pair n'a pas énormément d'utilisateurs à son lancement.

Une fois que les différents acteurs se seront familiarisés avec l'échange de pair à pair, nous pensons qu'il serait intéressant d'analyser la pertinence des mécanismes mis en place et de la nécessité de les modifier.

4.4 Synthèse des recommandations

Les recommandations ont été reprises dans un tableau récapitulatif ci-dessous :

Disposition	Recommandation
#1 Désignation de l'interlocuteur	L'interlocuteur est la personne en charge de la gestion administrative et financière du projet. Il est le point de contact avec toutes les parties prenantes du projet. Nous recommandons que ce soit le client actif titulaire du point d'injection qui soit désigné pour ce rôle si aucune personne tierce ne l'est.
#2 Compteur communicant, AMR et régime comptage	Il est indispensable pour les 2 clients actifs souhaitant participer à un échange de pair à pair, de disposer d'un compteur communicant ou AMR selon les cas. Nous recommandons de travailler avec un régime de comptage permettant aux GRD de rapatrier la courbe de charge, de manière à pouvoir la transmettre ensuite aux clients et aux fournisseurs. En ce qui concerne le comptage, nous conseillons de travailler en 2 phases : a) Le GRD aurait la responsabilité d'envoyer les mesures collectées chaque mois aux : - 2 clients actifs - Fournisseurs des clients actifs Il aurait donc la charge de relever manuellement les données d'injection et de consommation liées à l'échange pour chacun des participants, et de leur transmettre. b) Dans un second temps, une fois que le nombre d'échange de pair à pair devient conséquent, la mise en place d'une automatisation nous paraît appropriée. Dès lors, le développement d'un système de relevé et de communication des données automatique se révèlerait pertinent au vu de la charge de travail récurrente qu'il permettrait de compenser.
#3 Caractère exclusif	Le décret électricité n'impose l'exclusivité qu'au niveau des activités de partage d'énergie (art. 35quaterdecies §1er 4°). Il est toutefois probable que permettre plusieurs échanges de pair à pair à un même point d'accès engendre de nouvelles complications administratives et techniques pour les GRD et les fournisseurs.

	Sur base des éléments analysés dans les différentes Régions, nous recommandons de travailler en plusieurs phases afin de permettre aux différents acteurs de marché de se familiariser avec les procédures mises en place. a) Premièrement, limiter les points d'accès à un seul échange de pair à pair b) Deuxièmement, après une période de familiarisation, et après évaluation et consultation auprès des GRD, des clients et des fournisseurs, il serait possible de permettre plusieurs échanges de pair à pair pour un même point d'accès
#4 Contrat chez un fournisseur et régime de comptage	Nous estimons nécessaire que les 2 clients de l'échange de pair à pair continuent de disposer d'un contrat chez un fournisseur classique. De cette manière, les participants à l'échange disposent toujours d'une fourniture classique permettant de couvrir les volumes consommés ne provenant pas de l'électricité partagée dans le cadre de l'échange de pair à pair, lorsque la production locale est insuffisante par exemple. Dès lors, nous recommandons de travailler avec un régime de comptage permettant aux GRD de rapatrier la courbe de charge, de manière à pouvoir la transmettre ensuite aux clients et aux fournisseurs.
#5 Signature d'une convention	Le décret électricité prévoit que ce soit la CWaPE qui rédige le contrat type d'échanges de pair à pair. Cette convention serait ensuite mise à disposition pour les clients actifs de l'échange de pair à pair. Cette convention permettra de : - Identifier les parties - Définir un cadre temporel à l'échange de pair à pair - Identifier les droits et obligations des parties - Cadrer les prix de revente - Cadrer les règles et les modalités de l'échange de pair à pair - Cadrer les modalités en cas de défaut de paiement - Donner un document sur lequel se baser en cas de litiges Tel qu'il est prévu dans la législation bruxelloise, nous pensons que le contrôle de cette convention par le Régulateur (ou le gestionnaire de réseau) n'est nécessaire qu'en cas de litige à arbitrer, mais ne doit pas figurer comme condition pour pouvoir démarrer l'activité.
#6 Formulaire d'autorisation	Le décret électricité wallon impose à la CWaPE de créer un formulaire type afin de permettre aux clients actifs d'introduire une demande pour

	réaliser un échange de pair à pair. Le décret électricité prévoit également que la CWaPE contrôle et valide tous les formulaires introduits par les clients actifs souhaitant faire un échange de pair à pair. Nous estimons que la gestion des autorisations par la CWaPE n'apporte pas de plus-value au mécanisme. Il semble plus cohérent que cette responsabilité incombe au GRD, comme c'est le cas dans les autres Régions. La CWaPE pourrait tout de même intervenir au niveau de la validation de l'élaboration du formulaire type de demande, afin de s'assurer de sa pertinence et sa complétude.
#7 Tarification	Après avoir analysé les 2 autres Régions, nous estimons que, dans un premier temps, le modèle flamand, qui ne propose pas de tarification spécifique pour les volumes échangés et tenant compte du périmètre au sein duquel l'échange est réalisé , est le plus pertinent afin de mettre rapidement en place un cadre législatif simple permettant les activités d'échanges. En effet, cela éviterait des complications administratives pour les fournisseurs et les GRD. Dans un second temps, il semble important d'évaluer l'impact que pourrait avoir la mise en place d'une tarification incitative, encourageant les échanges locaux d'électricité, telle qu'observée à Bruxelles.
#8 Périmètre géographique	Tout comme dans les 2 autres Régions, nous conseillons de ne pas interdire l'échange de pair à pair à longue distance en Région wallonne. Nous conseillons toutefois de privilégier les échanges de pair à pair locaux pour des raisons, entre autres, de congestion. Cela pourrait être fait, notamment, grâce à des tarifs incitatifs. Ce point est développé dans la disposition 8.
#9 Facturation	En Wallonie, il a été décidé que le fournisseur ait la charge de facturer les montants associés aux partages et aux échanges d'énergie. Pour une raison de simplicité administrative, il nous parait opportun de procéder de la même manière pour les activités d'échanges. Bien que les deux activités ne soient pas pareilles, elles sont tout de même fortement semblables. Nous pensons donc qu'il est cohérent de demander aux fournisseurs de facturer pour les deux activités. De plus, le fournisseur facturant les frais de réseau liés à l'échange de pair à pair permet de respecter le principe de la cascade tarifaire.

	Pour la facture qui doit être envoyée du producteur au consommateur, nous estimons qu'il est nécessaire de définir les modalités de celle-ci dans la convention entre les 2 parties (montant du kWh, temporalité de facturation, etc).
#10 One-to-many et Many-to-one	Nous estimons que, dans un premier temps, prévoir un cadre spécifique pour ce type d'échange n'est pas utile, mais qu'il est éventuellement à envisager dans une seconde phase de la mise en œuvre des activités d'échange. Nous recommandons, sur base des observations faites dans les deux autres Régions, de privilégier les échanges de pair à pair d'une personne à une autre tout en laissant la possibilité de faire du Many-to-one et du One-to-many. Nous pensons qu'il ne serait pas nécessaire de demander une licence de fourniture pour le Many-to-one ou le One-to-many. Cette licence représentant un frein très important au développement de ces activités. Néanmoins, il est nécessaire de s'assurer une différenciation des activités liées à des échanges One-to-many / Many-to-one, de celles liées à d'autres activités de partages ou d'échange, telles les communautés d'énergie
#11 Absence de licence de fourniture pour le client final autoproducteur	L'article 31 du décret électricité prévoit que les clients actifs participant à des activités de partage ne soient pas soumis à une licence de fourniture. Etant donné que l'échange de pair à pair n'est pas considéré comme une activité de partage, mais comme une activité d'échange, cela obligerait le client actif producteur de l'échange de pair à pair à avoir une licence de fourniture. Un avantage majeur de l'échange de pair à pair, par rapport à une communauté d'énergie, est l'amoindrissement de démarches administratives et légales. Nous ne recommandons pas d'obliger le client actif producteur à posséder une licence de fourniture afin de commencer une activité d'échange. Cela pourrait freiner le développement des échanges de pair à pair en Wallonie.

5 Conclusions

Bien que les directives (UE) 2019/944 et (UE) 2018/2001 ont été transposées en partie dans la plupart des pays de l'Union Européenne, la partie se référant aux échanges de pair à pair reste un élément transposé uniquement par la Belgique. À l'heure de la publication de ce rapport, il semblerait qu'aucun autre pays européen ne se soit encore attelé à la tâche. En effet, ce type d'échange est au mieux intégré dans la notion d'autoconsommation collective, mais ne fait pas l'objet de dispositifs propres.

Le Portugal avait transposé l'échange de pair à pair dans un décret-loi qui a finalement été abrogé. La nouvelle législation n'aborde pas l'échange de pair à pair mais permet de le faire via un agrégateur ou un négociant.

Les Pays-Bas sont dans une phase de transition, dans laquelle ils revoient toutes leurs lois sur l'électricité et le gaz datant de 1998, et n'ont pas encore transposé les dispositions relatives aux échanges de pair à pair. Néanmoins, un projet-loi transpose des concepts des directives dont l'échange de pair à pair. Toutes les modalités n'ont pas encore été intégrées à la loi, ce qui est un défaut pour une analyse complète de l'échange de pair à pair aux Pays-Bas. Certains projets ont tout de même déjà vu le jour et permettent de se faire une idée de la gestion du pair à pair dans ce pays.

La France, comme d'autres pays, ne mentionne pas l'échange de pair à pair dans ses lois. Ils considèrent que l'autoconsommation collective est un groupement de beaucoup d'échanges de pair à pair.

L'échange de pair à pair est donc un mécanisme permettant aux clients actifs producteurs d'électricité de valoriser leur réinjection à un prix intéressant. Tandis que pour les consommateurs, l'échange de pair à pair permet l'accès à une électricité meilleur marché.

Les fournisseurs d'électricité subiront plusieurs impacts de la mise en place de l'échange de pair à pair. Ils seront confrontés à différents inconvénients dont, entre autres, leur volume de vente réduit et la possibilité de supporter un risque d'impayé sur les frais de réseau sur des volumes pour lesquels ils n'ont pas le contrôle.

Quant aux gestionnaires du réseau de distribution, ceux-ci pourraient voir le réseau de distribution fort affecté selon la quantité et la distance des échanges de pair à pair. Si les productions sont consommées localement, les impacts négatifs sur le réseau risquent d'être faibles, ce qui permettrait d'éviter de l'engorgement du réseau. Si les échanges de pair à pair se font sur de longues distances, le réseau pourrait se retrouver mis à mal lors des pics de production.
L'impact sur le régulateur, quant à lui, sera fortement dépendant de la décision de maintenir dans son chef le contrôle des demandes d'autorisation. Si cette responsabilité est maintenue, la charge de travail associée risque de se révéler problématique au regard des activités actuelles du régulateur et de l'évolution du marché.

Enfin, plusieurs recommandations ont été formulées afin d'adapter l'écosystème mis en place par la Wallonie pour les échanges de pair à pair. Ces recommandations portent sur les modalités administratives, techniques, juridiques et économiques. Les adaptations exprimées nous paraissent nécessaires en vue d'une mise en place et en œuvre d'un cadre optimal pour les échanges de pair à pair en Wallonie. Il est important de conserver à l'esprit que cette thématique étant très récente, il est probable que des problématiques non soupçonnées se verront mise en lumière et nécessiteront une analyse pour leur résolution. Une mise œuvre progressive des mécanismes et réglementations sera donc à privilégier de manière à mettre en place un cadre cohérent et adéquat pour réguler les échanges de pair à pair.