

**MISE EN OEUVRE DU PROJET PILOTE HOSPIGREEN**

**Communauté locale de consommation d'énergie renouvelable à Tournai**

**du 01/11/2020 au 28/02/2023**

**RAPPORT de PROJET**

<b>Introduction</b>	<b>3</b>
1. Cadre législatif et autorisations du projet pilote Hospigreen	3
2. Objectifs du projet pilote Hospigreen	5
3. Modalités de mise en œuvre du projet pilote	5
3.1. Phasage	5
3.2. Création de la personne morale	5
3.3. Désignation du Délégué à la gestion de la CER	6
3.4. Implications et rôle central du GRD	6
3.4.1. Dérogations	6
3.4.1. Mise en place d'une procédure d'échange des informations et de vérifications entre Ores et le délégué pour le cas du projet pilote	7
3.5. Méthodologie de comptage appliquée par ORES	7
3.6. Méthodologie de répartition de l'énergie locale entre les membres de la CER	8
3.6.1. Répartition « statique » de l'énergie verte en Phase 1	8
3.6.2. Répartition « dynamique » de l'énergie verte en Phase 2	8
3.7. Indicateurs utilisés pour le suivi de performance de la CER	8
3.8. Dérogation aux obligations relatives à la fourniture d'électricité	9
3.9. Règles de facturation	9
3.9.1. Facturations sortantes	9
3.9.2. Facturations entrantes	10
3.10. Tarifications réseaux	10
3.10.1. Tarification réseaux en phase 1	10
3.10.2. Tarification réseaux en phase 2	11
4. Périmètre de la CER et dimensionnement	11
4.1. Membres participants	11
4.1.1. Recrutement pour la phase 1	11
4.1.2. Recrutement pour la phase 2	12

4.2.	Périmètre électrique, Sources d'énergie verte et Dimensionnement de la CER-----	13
4.2.1.	<i>Périmètre électrique et sources d'énergie locale</i> -----	13
4.2.2.	<i>Dimensionnement</i> -----	14
5.	Contractualisations-----	15
5.1.	Approvisionnements en énergie verte-----	15
5.2.	Vente de Certificats Verts -----	16
5.3.	Vente du surplus non auto-consommé -----	16
5.4.	Collaboration et échange avec les fournisseurs classiques -----	16
6.	Récapitulatif des Principaux éléments opérationnels de la CER -----	17
7.	Résultats énergétiques de la CER-----	18
7.1.	Consommations de la CER - phase 1-----	18
7.2.	Consommations de la CER - phase 2-----	18
7.3.	Consommations de la CER - période totale du projet pilote -----	19
7.4.	Suivi des paramètres et indicateurs – période globale-----	20
7.5.	Répartition de l'énergie verte entre les membres -----	22
7.6.	Analyse de l'effet de la CER sur la mesure des pointes de consommation-----	23
7.6.1.	Phase 1 : 6 participants-----	23
7.6.2.	Phase 2 : 10 participants -----	24
7.6.3.	Constatations -----	25
8.	Résultats financiers de la CER -----	25
8.1.	Coût de la commodité et frais de gestion -----	26
8.2.	Frais réseaux, surcharges et droits d'accises -----	28
8.2.1.	Frais réseaux -----	28
8.2.2.	Accise spéciale sur l'électricité-----	29
8.2.3.	Remboursement partiel de la surcharge des certificats verts d'ELIA-----	31
8.3.	Résultat économique global de la CER-----	31
9.	Intérêt des participants et Enjeu sociétal du partage d'énergie -----	34
10.	Réalisation des objectifs, points forts et faiblesses du projet pilote-----	34
11.	Annexes-----	37
11.1.	Décision de la CWaPE CD-20j15-CWaPE-0451 du 15/10/2020 -----	37
11.2.	Décision de la CWaPE CD-20i17-CWaPE-0465 du 17/12/2020 -----	37
11.3.	Décision de la CWaPE CD-21i30-CWaPE-0576 du 30/09/2021 -----	37

## Introduction

Le Projet pilote HOSPIGREEN concerne la mise en œuvre d'une **communauté locale de consommation d'énergie renouvelable (CER) située à Tournai et instituant une opération d'auto-consommation collective entre ses membres, au départ de sources d'énergie verte et locale.**

La CWaPE a autorisé ce projet pilote en accordant les dérogations nécessaires aux règles de fonctionnement du marché de l'électricité et de tarification des réseaux, au terme d'une procédure de demande et de justification des éléments implémentés répondant aux conditions légales.

Le projet s'inscrit, par ailleurs, dans le cadre européen du Clean Energy Package qui promeut l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et place le consommateur et la décentralisation au cœur de la stratégie énergétique ; la transcription de ces mesures en droit régional devant notamment permettre de favoriser l'émergence de communautés d'énergie en Wallonie, promouvoir l'auto-consommation locale et les circuits courts pour accélérer la transition énergétique.

La consommation collective au sein de la CER Hospigreen s'est déroulée durant une période limitée de 28 mois – en 2 phases - à dater de novembre 2020 avec la participation du centre hospitalier CHWapi, le centre de soins Les Marronniers, le CPAS de Tournai (maisons de repos), l'Agence intercommunale IDETA, et les entreprises du parc d'activité économique de Tournai Ouest Vitrierie Landrieux-Leclercq SRL et Etablissements Glorieux SA. La seconde phase débutant en novembre 2021 a permis d'étendre la composition de la CER et tester plusieurs méthodes de répartition de l'énergie et de tarification.

Le présent rapport décrit les principes mis en œuvre durant cette période expérimentale et les résultats observés sur les plans techniques, administratifs, socio-économiques et juridiques. L'analyse met en lumière les points ayant contribué à la bonne réussite du projet, ainsi qu'une série de difficultés rencontrées, en vue d'alimenter les réflexions en cours en matière de législation pour le développement des communautés d'énergie à plus large échelle.

## 1. Cadre législatif et autorisations du projet pilote Hospigreen

En vertu de *l'article 27 du décret du 12/04/2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (Décret Electricité et décret modificatif du 02/05/2019 instaurant les CER)*, la CWaPE peut autoriser sous certaines conditions la tenue de projets pilotes permettant de tester des réseaux alternatifs de distribution et leurs principes de tarification.

De même, la CWaPE peut, sur base de *l'article 21 du décret du 19/01/2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux (Décret Tarifaire)*, adopter périodiquement des règles tarifaires spécifiques pour permettre la réalisation de projets pilotes innovants et localement délimités.

En référence à ces textes de loi, IDETA a introduit, le 20/06/2019, une demande d'autorisation pour mener le Projet pilote HOSPIGREEN.

L'accord de principe a été notifié en novembre 2019, moyennant la description exhaustive des **règles applicables sur les plans techniques** (méthodologie de comptage et de répartition de l'énergie entre les membres), **économiques et tarifaires** (tarification concertée avec le GRD), et

## HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

**juridiques** (dérogations Décrets Electricité, création d'une personne morale, contractualisation avec les producteurs d'énergie verte locale, ...).

Ces éléments ont été concertés de façon approfondie durant plus d'un an avec **différents partenaires au projet, à savoir le gestionnaire de réseaux (GRD) ORES, la CWaPE, Luminus, Haulogy.net en tant que société experte en énergie et IT, Cerwal SRL en tant que délégué wallon aux opérations d'auto-consommation et les membres de la CER.**

Les autorisations de la CWaPE, dérogations nécessaires aux règles de marché et tarifaires, ainsi que les principes de fonctionnement de la CER sont établis dans les *Décisions CD-20j15-CWaPE-0451 du 15/10/2020 modifiée par la décision CD-20i17-CWaPE-0465 du 17/12/2020* pour la première phase, et *CD-21i30-CWaPE-0576 du 30/09/2021* pour la seconde phase du projet – (voir annexes 1 à 3).

Les dérogations concernent les règles de tarification des réseaux, les modalités de facturation du GRD, les règles de comptage, ainsi que les obligations relatives à la fourniture d'électricité dont découlent certaines dispositions parmi lesquelles la restitution des certificats verts visée *aux articles 34bis et 39 du Décret Electricité et par l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.*

La première décision justifie, par ailleurs, l'instauration du projet pilote au regard des conditions inscrites dans les décrets précités, à savoir permettre l'étude de solutions techniques optimales pour le marché wallon de l'électricité, présenter un caractère innovant et reproductible à l'ensemble du marché wallon de manière non discriminatoire, assurer la publicité des résultats, concerner une zone géographique ou électrique délimitée et une durée inférieure à 5 ans, ne pas avoir pour but principal d'éviter toutes formes de taxes et charges ou de déroger aux obligations imposées aux acteurs du marché régional de l'électricité.

Le projet pilote s'est déroulé durant la période de transcription des dispositions du *Clean Energy Package* et plus spécifiquement de la *Directive européenne 2018/2001 du 11/12/2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables* et la *Directive européenne 2019/944 du 5 juin 2019 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*. Il apporte aux institutions une expérience de terrain afin d'alimenter la réflexion sur les modalités pratiques d'exécution pour favoriser la consommation d'énergie renouvelable et accélérer l'émergence de communautés d'énergie en Wallonie.

Au terme de la période expérimentale, les participants à la CER redeviennent soumis aux dispositifs normaux de marché et de tarification. Pour la poursuite du partage collectif d'énergie, c'est le nouveau cadre relatif aux communautés et au partage d'énergie (*Décret wallon du 05/05/2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des Directives précitées et l'Arrêté du Gouvernement du 17/03/2023*) qui s'impose au fonctionnement d'Hospigreen et définit les adaptations nécessaires de celle-ci.



## **2. Objectifs du projet pilote Hospigreen**

Les objectifs recherchés par le projet sont les suivants :

- Tester la mise en place, gérer, faire évoluer et évaluer une communauté d'énergie renouvelable créée en s'inspirant des dispositions introduites dans le Décret Electricité par les modifications du 02/05/2019 et des orientations européennes :
  - création d'une personne morale,
  - contractualisations entre la communauté et les tiers intervenants,
  - désignation d'un délégué à la gestion de la communauté
  - test des mécanismes de répartition de l'électricité entre les membres auto-consommateurs
  - test de différentes tarifications des réseaux par l'instauration de règles tarifaires spécifiques
  - détermination des flux de facturation et contractuels pour permettre la mise en place d'une solution de gestion logicielle automatisée
  - suivi des indicateurs d'auto-consommation et de couverture.
  - apport de réflexions quant aux évolutions législatives en matière d'auto-consommation collective et de promotion des circuits courts
- Définir et tester un protocole d'échange des données entre la CER et le GRD (clés de répartition, comptages, frais de réseaux, ...) et évolution des outils technologiques du GRD aux communautés d'énergie.
- Analyser l'optimisation des flux énergétiques et la synchronisation de la consommation avec la production par l'application d'une clé de répartition dynamique et la mise en place de dispositifs techniques permettant de piloter certaines installations chez les participants – avec suivi des taux de couverture, des taux d'auto-consommation et des impacts sur la réduction de la pointe de puissance.
- Disposer d'une expérience concrète et active permettant une meilleure connaissance des implications techniques et socio-économiques des opérations d'auto-consommation collective pour l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie.

## **3. Modalités de mise en œuvre du projet pilote**

### **3.1. Phasage**

Le projet a été autorisé pour une période de 28 mois avec un phasage en 2 parties, afin de permettre la variation de certaines hypothèses.

Phase 1 : du 01/11/2020 au 31/10/2021 soit 12 mois

Phase 2 : du 01/11/2021 au 28/02/2023 soit 16 mois

### **3.2. Création de la personne morale**

Selon les orientations législatives européennes en matière de développement des CER et l'autorisation de la CWaPE, la communauté d'énergie renouvelable HOSPIGREEN a été constituée

## HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

en tant que personne morale sous la forme d'une ASBL le 30/10/2020 avec 4 membres fondateurs : IDETA sc, le CHWapi asbl, le CRP MARRONNIERS oip et le CPAS de TOURNAI.

Les statuts de l'association publiés au Moniteur belge ont été élaborés sous la forme d'un acte sous seing privé établi par les fondateurs, ne nécessitant pas la passation d'un acte authentique devant notaire. La constitution de l'ASBL ne nécessite pas non plus la fourniture d'un capital de départ.

Elle implique cependant toute une gestion administrative liée au respect des dispositions relevant du code des sociétés et des associations (gestion des organes sociaux : conseils d'Administration, Assemblées générales, ...), obligations comptables et fiscales (tenue d'une comptabilité, dépôt des comptes annuels, imposition à l'IPM...) etc.

Durant la période du projet pilote, 5 Conseil d'Administration et 5 Assemblées générales ont été organisés (dont constitutive, ordinaire et extraordinaire à l'enclenchement de la phase 2).

### 3.3. Désignation du Délégué à la gestion de la CER

La gestion énergétique, contractuelle, administrative et financière de la CER a été déléguée statutairement à CERWAL SRL, société de services ayant pour objet le développement et la gestion opérationnelle des communautés d'énergie renouvelables.

Les mandats et autorisations adéquats ont été signés par les membres pour permettre à CERWAL d'accéder aux données de comptage nécessaires à la gestion de l'auto-consommation collective, aux comptes bancaires, applications financières et fiscales.

La rétribution du délégué a été décidée au tarif de 5€/MWh auto-consommé par la communauté. Cette formule de prix est inhérente à ce projet pilote, selon son dimensionnement initial. Cette règle ne peut s'appliquer comme telle à toute communauté. Il y a lieu d'en déduire une formule de calcul liée au dimensionnement et au taux de couverture attendu de la CER.

### 3.4. Implications et rôle central du GRD

Considérant que le GRD a été désigné par le Gouvernement wallon comme gestionnaire du réseau de distribution dans sa zone d'activité, ORES assure la collecte des données de comptage et l'échange de celles-ci avec les différents fournisseurs pour le projet.

#### 3.4.1. Dérogations

La CWaPE a autorisé ORES à **déroger aux règles habituelles de comptage**, en communiquant aux fournisseurs de marché désignés pour chaque point EAN, des index nets des flux auto-consommés établis sur base quart-horaire (voir infra).

**L'implémentation de tarifs réseaux spécifiques** constitue un autre élément majeur du projet, afin de permettre à ORES et aux régulateurs de marché d'évaluer l'impact d'une tarification alternative sur le comportement des consommateurs en termes de déplacement de charge pour une meilleur synchronisation entre la production locale et la consommation, l'impact sur la pointe synchrone et les risques de congestion des réseaux.

Deux tarifications spécifiques ont été testées au cours du projet (voir infra). La CWaPE a validé l'utilisation de ces tarifs de façon périodique et a permis à ORES de **déroger aux règles de facturation**, en s'adressant directement à la CER. Ainsi, dans le flux des échanges, ORES édite la facture d'auto-consommation adressée directement à Hospigreen, qui, elle-même, procède à la refacturation à ses membres.

Les mécanismes dérogatoires aux règles habituelles du marché étant multiples et novateurs, ils ont été inscrits dans une convention établie entre HOSPIGREEN, son délégué CERWAL et ORES afin de préciser les droits et obligations de chacune des parties dans le processus implémentés.

#### 3.4.1. Mise en place d'une procédure d'échange des informations et de vérifications entre Ores et le délégué pour le cas du projet pilote

Le délégué a travaillé en étroite collaboration avec le GRD afin de lui permettre aussi de **tester ses flux internes d'acquisition et de traitement des données**. Mensuellement, ORES a transmis les données de comptage comprenant les relevés quart-horaire pour les différents EAN participants. Le délégué a compilé ces données pour effectuer les vérifications, calcul des différents taux et montants de refacturations :

- Tri des fichiers pour extraction des données concernant chaque EAN.
- Récupération de la somme des volumes 1/4h des allo-consommations, des auto-consommations, des productions assignées, des surplus et calcul des valeurs corrigées pour chaque EAN de prélèvement
- Calcul des taux de couverture et d'auto-consommation mensuels pour chaque participant.
- Récupération de la onzième pointe de la puissance consommée et de la onzième pointe de puissance allo-consommée pour comparaison de la pointe 'avec ou sans' CER.
- Calcul du ratio production assignée à chaque participant sur production assignée totale qui donne la clé réelle de répartition.
- Récupération de la somme des volumes 1/4h des productions et calcul des valeurs corrigées pour chaque EAN d'injection
- Récupération de la somme des volumes 1/4h des surplus et calcul des valeurs corrigées pour l'EAN de surplus.
- Calcul du prix de revente global du surplus de manière synchrone à partir du relevé 1/4h de surplus et du tarif Imbalance positif d'Elia.
- Calcul du taux de surplus global, du taux d'auto-consommation et du taux de couverture global.

Parallèlement, ORES édite la facture d'auto-consommation adressée à Hospigreen et fournit le détail des quantités et des prix associés à chaque EAN de prélèvement. Le délégué vérifie la correspondance avec les quantités consolidées ainsi que chaque tarif appliqué pour l'auto-consommation. En cas de résultats discordants, le délégué se concerte avec ORES et les corrections nécessaires sont effectuées de part et/ou d'autre.

La transmission des données quart-horaire a été effectuée par échange de fichiers convertibles en format csv mis à disposition du délégué sur un serveur ftp.

### **3.5. Méthodologie de comptage appliquée par ORES**

La méthodologie de comptage implique le calcul de la compensation de l'énergie consommée avec celle produite localement pour permettre l'envoi mensuel des données d'auto-consommation à la CER, d'une part, et celles relatives à l'allo-consommation aux fournisseurs du marché, d'autre part.

La mesure est effectuée par quart d'heure et se base sur les données de comptage des flux physiques, ainsi que par la définition d'ean virtuels. Ceux-ci permettent de considérer, pour chaque

membre, l'énergie locale qui lui est attribuée et de calculer la différence entre le compteur physique et la mesure virtuelle. Les volumes auto-consommés sont répartis entre les membres de la communauté par ORES selon des modèles de clés affectation préalablement définis et validés par la CWaPE (voir infra).

### 3.6. Méthodologie de répartition de l'énergie locale entre les membres de la CER

#### 3.6.1. Répartition « statique » de l'énergie verte en Phase 1

Une clé statique (%) par période de consommation a été définie pour la répartition de l'énergie locale entre les membres. Cette clé a été dérivée ex-ante des historiques de consommation des membres durant les périodes jour/nuit/week-end afin d'être appliquée aux consommations relevées après chaque quart d'heure.

Membres	Clés utilisées			Clé contractuelle à l'usage de la CER
	Jour (lundi à vendredi de 7 à 22h)	Nuit (nuit lundi au dimanche de 22 à 7h)	Week-end (samedi et dimanche de 7 à 22h)	
Membre 1	18.30	16.30	17.30	17.64
Membre 2	1.70	1.20	1.20	1.44
Membre 3	19.50	12.90	18.50	18.01
Membre 4	54.90	66.50	59.30	58.31
Membre 5	3.00	2.20	2.70	2.77
Membre 6	2.60	0.90	1.00	1.83

Cette clé est également utilisée comme base contractuelle par le délégué pour facturer à chaque membre les différentes charges (location de l'énergie verte, ..) et recettes (vente certificats verts, vente du surplus collectif) supportées globalement par la communauté.

#### 3.6.2. Répartition « dynamique » de l'énergie verte en Phase 2

La clé statique a été remplacée à dater du 1<sup>er</sup> novembre 2021 par une clé d'affectation de l'énergie verte « dynamique proportionnelle ». Elle est établie par ORES à la fin de chaque période mensuelle de décompte sur base de la mesure des consommations réelles de chacun des participants, en vue de réduire au minimum le surplus de la CER. Au terme de chaque quart d'heure, les besoins en électricité de chaque consommateur sont rapportés au total des besoins de consommation de la communauté. Le pourcentage ainsi obtenu pour chaque membre est appliqué à la production verte mise à disposition de la communauté. L'énergie allouée à chaque membre reste toutefois plafonnée au maximum de ses besoins personnels.

% d'affectation  $_{membreM} =$

Total consommation  $_{membreM} /$  Total consommation de tous les membres

Energie allouée  $_{membreM} =$

max (% d'affectation  $_{membreM} \times$  énergie locale verte produite ; total consommation  $_{membreM}$ )

### 3.7. Indicateurs utilisés pour le suivi de performance de la CER

Le taux d'auto-consommation (%ACC) et le taux de couverture (%COUV) ont été définis comme les principaux indicateurs de suivi de la performance de la CER. Le premier indicateur incite à une consommation optimale de l'énergie verte locale mise à disposition et à une réduction du surplus non autoconsommé, tandis que le second indicateur prévient un sous-dimensionnement de la CER.



$$\%ACC = Q(ACC) / Q(PROD)$$

$$\%COUV = Q(ACC) / Q(Tconso)$$

Avec

Q (ACC) : quantité autoconsommée (MWh)

Q(PROD) : quantité produite par les installations locales (MWh) et allouée à chaque membre de la CER

Q(Tconso) : quantité totale consommée auprès de la CER et sur le réseau de distribution (MWh)

### **3.8. Dérogation aux obligations relatives à la fourniture d'électricité**

L'électricité produite localement et auto-consommée (via le réseau de distribution sur un circuit court) n'est pas considérée, dans ce projet, comme une fourniture d'électricité sur le plan régional. Cela induit l'exonération des obligations qui découlent d'une opération de fourniture d'électricité et notamment l'obligation de restitution des certificats verts visée au *Décret Electricité*.

Cette dérogation permet, au-delà de la négociation contractuelle du prix de l'électron vert, de maintenir un prix concurrentiel de la composante énergie verte (électron + cotisation) pour les membres.

Le statut de distributeur d'électricité est, quant-à-lui, maintenu sur le plan fédéral, dans le cadre de la redevabilité des droits d'accises (voir infra).

### **3.9. Règles de facturation**

#### 3.9.1. Facturations sortantes

Les membres de la CER reçoivent mensuellement 2 factures d'énergie : la première est émise par Hospigreen et concerne la quantité d'énergie auto-consommée par le membre dans la CER ; la seconde concerne la facture de l'allo-consommation émise par le fournisseur classique au choix du membre pour satisfaire sa consommation complémentaire à l'énergie locale.

La CER a facturé à ses membres l'énergie en reprenant les postes de facturation suivants :

- Coût de la commodité (électron) au prix de revient calculé mensuellement selon les contrats avec e-NosVents et Ideta (voir infra), avec défalcation de la vente du surplus collectif et de la vente des CV
- Frais de réseaux individuels réels tel que facturés par ORES à Hospigreen
- Bonus/Malus de performance (incitant tarification réseaux ORES détaillé ci-dessous)
- Frais de gestion de 5€/MWh
- A dater de 2022, le droit d'accise spécial dû sur la consommation d'électricité pour une consommation professionnelle supérieure à 1 kV
- Avec Assujettissement à la TVA des postes requis

Afin de permettre à l'asbl de disposer de suffisamment de trésorerie pour payer ses charges dues préalablement à la perception des recettes, des acomptes mensuels ont été facturés aux membres. Ceux-ci ont été régularisés par un décompte qui reprend les différents postes au terme de chaque phase du projet.

L'asbl a revendu et facturé mensuellement le surplus non auto-consommé réinjecté sur le réseau.

L'asbl a également facturé la vente des certificats verts lui étant alloués dans le cadre du contrat de location photovoltaïque avec Ideta (voir infra).

Les fournisseurs de l'allo-consommation ont facturé l'énergie complémentaire aux membres sans répercuter les coûts additionnels liés au projet : ils n'ont pas adapté les prix déjà contractualisés à la dégradation des profils de consommateur suite à l'existence de la CER, ni répercuté de frais administratifs du fait de l'envoi par le GRD de corrections manuelles des différents comptages.

### 3.9.2. Facturations entrantes

Les flux de facturations entrantes concernent la location des sites de production d'énergie locale verte, les frais de réseaux de la consommation des membres, les frais d'injection et petites consommations des sites photovoltaïques, les frais de gestion dus au délégué.

Par dérogation aux modalités de facturation légalement applicables, les frais relatifs aux réseaux de distribution et de transports de chacun des membres de la CER sont facturés, pour la partie auto-consommée, directement par ORES à la CER.

## 3.10. Tarifications réseaux

### 3.10.1. Tarifification réseaux en phase 1

Par dérogation aux tarifs standards, un tarif spécifique a été appliqué durant la phase 1 du projet pour l'énergie auto-consommée, considérant une compensation sur base quart-horaire. Dans la continuité du projet e-Cloud, ce tarif visait à vérifier son impact incitatif sur l'auto-consommation et le déplacement de charge utile pour le réseau. Les éléments appliqués sont:

- .1. Application d'un tarif proportionnel réduit sur l'auto-consommation (applicable selon heures pleines / heures creuses et compensation sur base quart-horaire) pour les membres sous le même poste de transformation que celui de la production verte, étant entendu que ces membres n'utilisent le réseau que localement ;
- .2. Application d'un tarif spécifique annuel fixe par membre de la CER (440 € HTVA), couvrant les frais de comptage, l'adaptation et la location de l'environnement informatique ;
- .3. Application du tarif proportionnel sur l'auto-consommation pour les surcharges et pour les obligations de service public - similaire au tarif légal ;
- .4. Application d'un Bonus ou d'un Malus en fonction de la performance de la CER mesurée par les indicateurs taux d'auto-consommation ( $A_{conso}$ ) et taux de couverture ( $A_{couv}$ ), appliqué au terme de la phase 1 :

Facteur d'autoconsommation collective $A_{conso} = \frac{\sum kWh_{autoconsommés}}{\sum kWh_{alloués}} \times 100$ [%] I. Si $A_{conso} \leq 35$ : $(1400 - 40 * A_{conso})$ II. Si $35 < A_{conso} < 45$ : 0 III. Si $45 \leq A_{conso} \leq 55$ : $(1800 - 40 * A_{conso})$ IV. Si $A_{conso} > 55$ : -400	Facteur d'autocouverture collective $A_{couv} = \frac{\sum kWh_{autoconsommés}}{\sum kWh_{consommation\ totale}} \times 100$ [%] I. Si $A_{couv} \leq 10$ : $(400 - 40 * A_{couv})$ II. Si $10 < A_{couv} < 20$ : 0 III. Si $20 \leq A_{couv} \leq 30$ : $(800 - 40 * A_{couv})$ IV. Si $A_{couv} > 30$ : -400
--	--

- .5. Application d'un tarif non périodique spécifique couvrant les frais de traitement dans le chef du GRD pour la création de la CER (282 € pour 2 membres), ajout d'un membres (36 €) ou modification des clés de répartition (36 €) ;

- .6. En parallèle, pour l'énergie allo-consommée via le réseau auprès des fournisseurs classiques, les tarifs proportionnels d'utilisation du réseau régulé ont été appliqués ;
- .7. Les termes capacitaires (pointe) de la consommation de chaque membre ont été facturés uniquement et globalement par le fournisseur (pour l'ensemble de la consommation) en intégrant l'impact de la CER sur la réduction de la pointe synchrone pour les membres reliés au même poste de transformation d'Elia que la production verte. Ces tarifs ont été appliqués dès le début du projet à la 11<sup>e</sup> pointe de puissance (<> pointe maximale) mesurée pendant le mois – *application des tarifs capacitaires de distribution 2021 dès le 01/11/2020 et application de tarifs capacitaires de transport 2020 jusqu'au 28/02/2021*.
- .8. La pointe historique a été déterminée sur base des pointes 'en CER' mesurées à dater du début du projet pilote et le calcul des pénalités relevant du facteur de puissance (cos phi) a été réalisé sans dégradation sur base de l'énergie active brute (hors déduction du volume auto-consommé).

### 3.10.2. Tarifification réseaux en phase 2

Pour la 2<sup>e</sup> phase du projet, au vu des résultats issus de l'implémentation des principes décrits ci-dessus constatant un gain économique quasi nul et pas de réels déplacements de charge, et en vue de simplifier la compréhension de la grille tarifaire, il a été décidé de supprimer la réduction tarifaire proportionnelle accordée pour l'électricité auto-consommée sous le même poste que la production renouvelable (visé en 1/ ci-dessus).

Les tarifs spécifiques visés aux points 2/ 4/ et 5/ ci-dessus ont été maintenus.

Il n'a plus été tenu compte de la réduction de la pointe synchrone dans le calcul du terme capacitaire, tous les participants se voyant appliquer le même terme proportionnel sur base du profil de consommation quart-horaire brut.

Les éléments tarifaires sont plus amplement écrits dans les décisions de la CWaPE et leurs annexes, reprenant les grilles spécifiques d'application.

## **4. Périmètre de la CER et dimensionnement**

### **4.1. Membres participants**

#### 4.1.1. Recrutement pour la phase 1

En tant qu'Agence de Développement économique de Wallonie picarde, IDETA mène depuis une quinzaine d'années de nombreuses actions permettant de favoriser la transition énergétique de son territoire. Elle contribue au développement des filières de l'éolien, du photovoltaïque, des stations de carburants alternatifs en matière de mobilité verte, de la biométhanisation. IDETA soutient le développement de parcs d'activité économique (PAE) durables et souhaite y favoriser les réseaux de partage de l'énergie. Elle a été, avec ORES, à l'initiative du projet d'auto-consommation 'e-Cloud' mené dans le PAE de Tournai Ouest en 2019 (voir CD-19c21-CWaPE-0303).

Tous les acteurs locaux pouvant contribuer à une dynamique positive pour favoriser la transition énergétique sont sollicités. Dans ce contexte, il a été identifié que le centre hospitalier CHWapi, le centre de soins Les Marronniers et la maison de repos du CPAS Moulin à Cailloux ont des besoins

## HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

énergétiques importants mais ne disposent pas d'espaces suffisants ou d'infrastructures adaptées à l'installation d'éoliennes ou de panneaux photovoltaïques sur leurs sites. La participation à la CER HOSPIGREEN leur permet de bénéficier d'un mixte d'unités de productions et de consommer de l'énergie renouvelable produite localement.

La période de sensibilisation des acteurs locaux s'est déroulée en 2019.

Les participants sélectionnés ont pour première motivation le respect de l'environnement et la maîtrise de leurs besoins, marquant la volonté de mesurer et analyser leurs schémas de consommation dans un objectif d'amélioration des flux énergétiques. Enfin, vu leur appartenance au secteur *parapublic*, ils souhaitent adopter un comportement novateur et exemplaire en gestion des ressources, qu'elles soient énergétiques ou pécuniaires.

Conscients de l'importance de ces éléments, les membres fondateurs de l'ASBL ont confirmé leur adhésion à la CER avec la participation de 6 points de consommation :

Membres fondateurs de la CER		Besoins annuels MWh
CHWAPI asbl	Site Union	
CHWAPI asbl	Site Notre Dame	
CRP MARRONNIERS opi	Site Mercier	
CPAS TOURNAI	Site Moulins à Cailloux	
IDETA sc	Site Cité	
IDETA sc	Site Negundo	
	<b>TOTAL</b>	<b>14.600</b>

### 4.1.2. Recrutement pour la phase 2

Un appel à candidature a été lancé en mars 2021 auprès de l'ensemble des entreprises du PAE de Tournai Ouest afin de leur présenter HOSPIGREEN et recueillir leurs motivations pour intégrer ce projet pilote.

Le délégué a consulté les entreprises via la structure d'accompagnement *Entreprendre.wapi asbl*, active auprès d'Ideta pour assurer l'encadrement économique des entreprises de Wallonie picarde.

La méthodologie générale concernant le processus de recrutement a été validée lors d'un comité de pilotage avec les différents partenaires au projet.

Afin de toucher un maximum de candidats, *Entreprendre.wapi* a envoyé un questionnaire à toutes les sociétés du PAE via sa base de données ; trois entreprises ont répondu. Lors d'un entretien individuel, chacune d'elle a dû exprimer sa motivation, le souhait du comité de pilotage étant que le candidat soit intéressé par l'environnement et non principalement par l'aspect économique de l'opération.

Au terme de ce processus de recrutement, deux entreprises ayant démontré une volonté de réelle implication dans ce projet ont été retenues : *Etablissements Glorieux SA* et *la Vitrierie Landrieux-Leclercq*. Cette dernière avait déjà participé au projet *e-Cloud*. Elle dispose également d'une installation photovoltaïque de 38 kWc dont le surplus non auto-consommé pouvait être réaffecté et mis à disposition de la communauté (voir infra).

Par ailleurs, 2 nouveaux sites (maison de repos et centre hospitalier) ont été ajoutés parmi les membres fondateurs de la CER :

## HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

Nouveaux membres de la CER		Besoins annuels MWh
CRP MARRONNIERS opi	Site Kiwis-Fougères	
CPAS TOURNAI	Site Benjamin Grugeon	
Vitrierie LANDRIEUX-LECLERCQ srl	PAE Tournai Ouest	
ETABLISSEMENTS GLORIEUX SA	PAE Tournai Ouest	
	<b>TOTAL</b>	<b>982</b>

L'intégration des nouveaux membres a fait l'objet de la procédure d'admission inscrite aux statuts de l'asbl, par sollicitation motivée auprès du Conseil d'Administration et approbation du recrutement par l'Assemblée générale des Membres. Ce dispositif permet d'officialiser la conformité des nouveaux participants aux différents critères d'adhésion requis, notamment géographiques et juridiques. Par ailleurs, l'ajout des nouveaux participants a été confirmé par la décision de la CWaPE du 30/09/2021 (CD-21i30-CWaPE-0576).

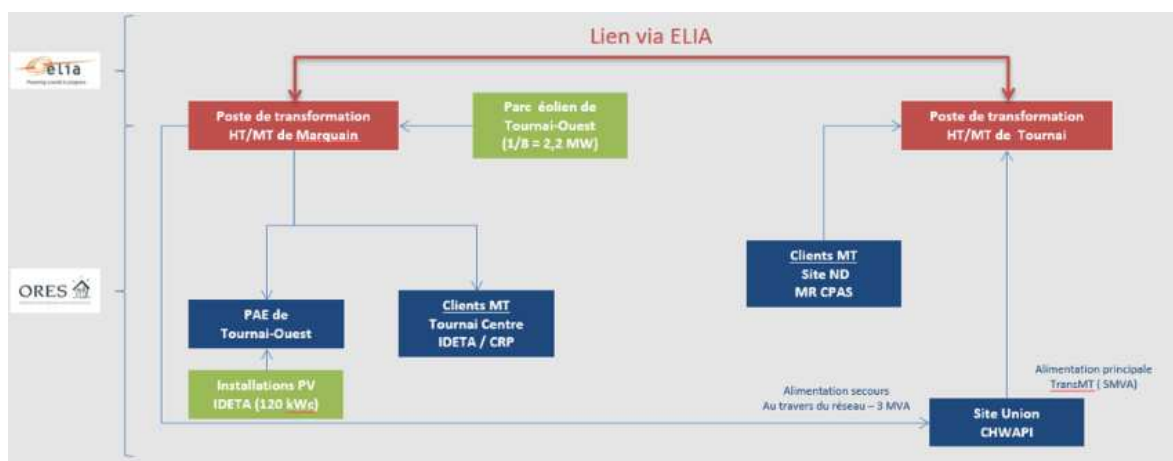
### 4.2. Périmètre électrique, Sources d'énergie verte et Dimensionnement de la CER

#### 4.2.1. Périmètre électrique et sources d'énergie locale

Durant la **première phase** du projet, les 6 points de prélèvement alimentés au départ de 2 postes ELIA de moyenne tension situés à Marquain et à Tournai intègrent la CER. Leurs besoins en énergie sont estimés à 14.600 MWh/an. Cinq des sites sont alimentés en moyenne tension tandis que le site de l'Hôpital Union est alimenté en trans-MT.

L'alimentation en énergie locale est assurée par une puissance installée de 2.2 MW issue de l'éolien (1/8<sup>ème</sup> de la production du parc de 8 éoliennes situé à Tournai Ouest,) et de 120 kWc de panneaux solaires apportant 6 GWh/an. L'apport de la production éolienne à la CER est mesuré proportionnellement (1/8) pour correspondre à l'équivalent d'une éolienne en raison du câblage effectif et système centralisé de raccordement des mats éoliens au réseau d'injection.

Le GRD a préalablement validé ce schéma fonctionnel. Le solde de la consommation nécessaire est pourvu à chaque instant via le réseau de distribution par les fournisseurs classiques auprès desquels les membres de la CER maintiennent un contrat de fourniture d'électricité.



**Pour la seconde phase** du projet, l'augmentation des besoins de consommation des membres (10) de la CER dans sa nouvelle configuration est estimée à environ 6-7 %. Ce chiffre ne justifie pas la recherche et l'ajout de sources d'énergie vertes complémentaires.

## HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

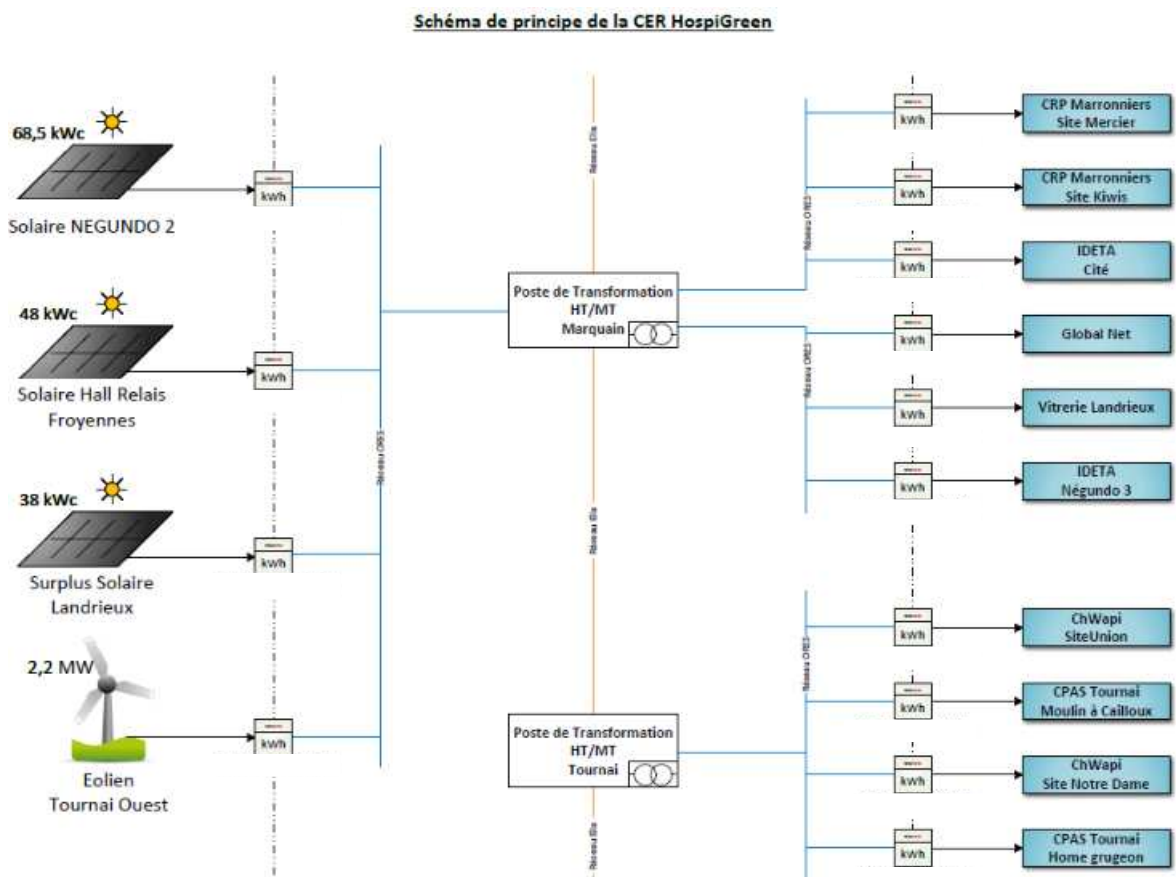
Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

Pour l'enseignement du projet pilote, la CER a redistribué en son sein le surplus non auto-consommé de l'installation photovoltaïque du 'prosumer' Vitrierie Landrieux. Bien que représentant des volumes strictement marginaux, l'exercice a été réalisé afin de bénéficier de l'expérience de terrain et d'évaluer la complexité administrative en matière d'échange de données avec ORES et de facturation vu l'évolution attendue de la législation en ce sens. Cette récupération d'énergie photovoltaïque fait sens dans une CER dont l'approvisionnement majeur dépend du domaine éolien.

ORES a également validé le périmètre du projet en seconde phase en concluant que celui-ci n'impacterait pas son périmètre électrique (mêmes postes de raccordement concernés et niveaux de tension).

Tous les nouveaux sites concernés sont alimentés en moyenne tension. Trois des quatre sites dépendent du poste de Marquain et un (home Grugeon du CPAS) du poste de Tournai. ORES a également procédé au remplacement du compteur du site CRP KIWIS-Fougères afin de le doter d'un compteur AMR.



### 4.2.2. Dimensionnement

Pour dimensionner précisément la communauté, des simulations sur base des données historiques annuelles ont été réalisées. Ces données ont été récoltées auprès d'ORES grâce à des mandats accordés par les entreprises participantes.

Les simulations ont permis de déterminer, pour la première phase, une clé de répartition initiale et une quantité de moyens de production à mettre en œuvre pour viser un taux de couverture de

## HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

35%, voire tendre vers les 40% préconisés dans les conclusions du projet e-Cloud (dont certaines conclusions ont toutefois été impactées par la forte chute des besoins en période de Covid19).

Pour la seconde phase du projet, les simulations ont été réitérées, toujours sur base des historiques, en appliquant une clé proportionnelle dynamique. Ces analyses ont d'emblée démontré un avantage concernant la diminution du surplus non auto-consommé de la CER.

L'étape de dimensionnement est cruciale pour le calcul des sources d'énergie d'une CER. Elle permet de calibrer les éléments de manière à ne pas réinjecter sur le réseau une énergie excédentaire qui ne serait pas utilisée par les participants ou, à l'inverse, se retrouver avec une CER qui serait inintéressante du fait d'une quantité insuffisante d'énergie locale.

Suite à la modification du périmètre et des volumes en seconde phase, il n'était pas attendu d'effet significatif sur les taux d'auto-consommation et de couverture globaux de la CER. Par contre, l'ajout de membres a eu un impact sur la répartition des volumes et les affectations individuelles, ces éléments ayant alors fait l'objet de validations préalables par le conseil d'Administration d'HOSPIGREEN.

## 5. Contractualisations

CERWAL a procédé, dans le cadre de sa mission pour HOSPIGREEN, à la négociation et contractualisation des différentes relations d'achats et ventes.

### 5.1. Approvisionnements en énergie verte

e-NosVents SA, société active dans le **domaine de l'éolien** (partenariat public privé entre Ideta et Luminus) a mis à disposition de la CER l'énergie produite par l'équivalent d'une éolienne de son site de Tourai Ouest. Comme expliqué ci-dessus en fonction des éléments techniques de câblage et d'injection, il s'agit dans les fait d'1/8<sup>ème</sup> de la production du parc éolien.

Ideta a également apporté la production de **2 sites photovoltaïques** aménagés sur les toitures de ses immeubles situés à Tournai Ouest.

La CER a contractualisé avec les fournisseurs susmentionnés pour « *la mise à disposition de l'intégralité de l'énergie produite par les installations* » durant la période opérationnelle du projet pilote. Les contrats définissent également les responsabilités en cas de production réduite liée à une indisponibilité de l'unité, ainsi que les éventuels droits et devoirs associés à la production, tels que la perception des certificats verts ou encore le paiement des frais de petites consommations de l'installation.

Un prix annuel forfaitaire a été défini en fonction des volumes de production attendus et des prix 'habituels' du marché connus lors de la contractualisation, visant un gain financier pour les 2 parties en éludant le passage par le marché. Vu la production attendue, un prix moyen variant entre 45 et 50 €/MWh était visé. Vu la courte périodicité, aucune indexation n'a été envisagée. De ce fait, l'emballage du marché lors de la crise énergétique de 2021-2022 a rendu l'énergie locale auto-consommée encore plus attractive économiquement.

Le montant de la redevance annuelle a été payé en mensualités non équivalentes suivant une courbe saisonnière de production venteuse. Pour la mise à disposition de la production solaire, il a été opté pour un tarif mensuel équivalent.

Concernant le **surplus de l'énergie du 'prosumer'**, il a été convenu que cet excédant serait rémunéré mensuellement au même prix de revient unitaire/MWh que celui des 2 autres moyens

## **HOSPIGREEN ASBL**

*Hospigreen@ideta.be*

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

de production de la CER, les frais d'injection restant à charge du 'prosumer'. Le faible volume d'énergie concerné par ce flux n'a pas impliqué de réels enjeux financiers mais a permis d'entraîner les chaînes d'acquisition et de traitement des données tant du côté du GRD que du côté du délégué.

### **5.2. Vente de Certificats Verts**

Le contrat signé avec e-NosVents ne donne pas droit à la perception des certificats verts, tandis que celui lié aux installations photovoltaïques ouvre ce droit. Ce principe a nécessité l'ouverture d'un compte-CV au nom de la CER auprès du SPW, ainsi que la contractualisation avec un fournisseur pour la vente des certificats verts. Ce contrat a été signé avec Luminus à un prix représentatif du marché, légèrement supérieur au prix de référence régional de rachat par Elia à 65 €/CV.

### **5.3. Vente du surplus non auto-consommé**

Le principe de consommation collective et de partage de l'énergie locale n'empêche pas la présence de surplus non auto-consommés injectés sur le réseau de distribution. La CER a contractualisé avec Luminus pour le rachat des excédents d'énergie calculés après chaque quart d'heure de consommation, à un prix lié au Prix du déséquilibre positif (Imbalance) d'Elia.

### **5.4. Collaboration et échange avec les fournisseurs classiques**

Les fournisseurs de l'allo-consommation désignés au choix de chaque membre ont été informés par le délégué de la tenue de l'expérience pilote. Ils ont géré l'impact en volume sur les fournitures d'électricité, sans dégradation de profil du client, et ont dû opérer certaines corrections manuelles n'entrant pas nécessairement dans leur processus automatisés de facturation ou plateformes d'échange.

Durant le projet pilote, certains membres ont changé de fournisseur en raison de l'échéance de leur contrat. Ces éléments de communication et mise en relation ont également fait partie des enseignements du projet.



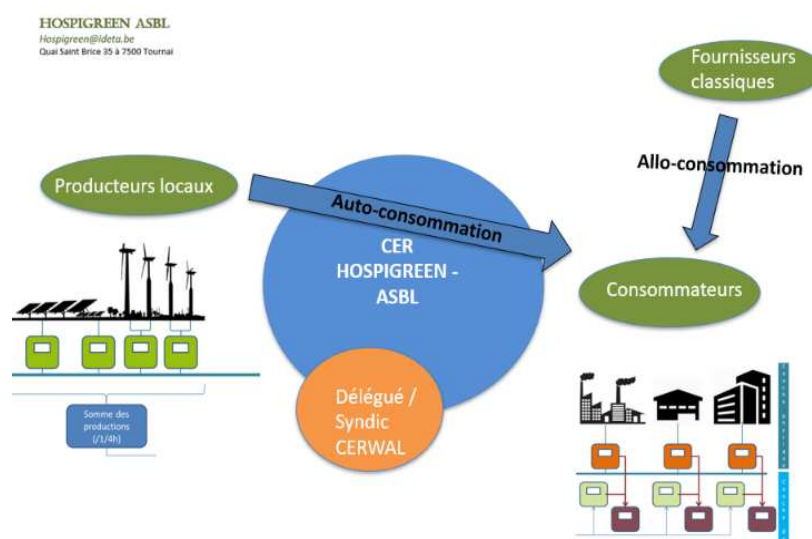
## HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

## 6. Récapitulatif des Principaux éléments opérationnels de la CER



	PHASE 1 : de 11/2020 à 10/2021	PHASE 2 : de 11/2021 à 02/2023
Cadre dérogatoire	CD-20j15-CWaPE-0451 modifiée par la décision CD-20i17-CWaPE-0465	CD-21i30-CWaPE-0576
Production locale verte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1/8<sup>ème</sup> de parc éolien de 17.6 MW</li> <li>• sites photovoltaïques (120 kWc)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1/8<sup>ème</sup> de parc éolien de 17.6 MW</li> <li>• sites photovoltaïques (120 kWc)</li> <li>• surplus non autoconsommé de l'installation photovoltaïque (38 kWc) du membre Landrieux : estimé à 12 MWh / an</li> </ul>
Participants – Membres de la CER	<b>6 membres – 10 points EAN</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CHWAPI asbl, centre Hospitalier de Wallonie picarde (2 ean)</li> <li>• IDETA sc, Intercommunale de développement économique (2 ean)</li> <li>• CRP MARRONNIERS oip, centre hospitalier psychiatrique (1 ean)</li> <li>• CPAS DE TOURNAI, Maisons de retraite (1 ean)</li> </ul>	<b>6 membres – 10 points EAN</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CHWAPI asbl, centre Hospitalier de Wallonie picarde (2 ean)</li> <li>• IDETA sc, Intercommunale de développement économique (2 ean)</li> <li>• CRP MARRONNIERS oip, centre hospitalier psychiatrique (2 ean)</li> <li>• CPAS DE TOURNAI, Maisons de retraite (2 ean)</li> <li>• VITRERIE LANDRIEUX-LECLERCQ srl (1 ean)</li> <li>• ETABLISSEMENTS GLORIEUX sa (1 ean)</li> </ul>
Allocation de la production entre membres	Clé de répartition statique définie sur l'historique de consommations – prédéfinie lors du dimensionnement de la CER	Clé de répartition mensuellement variable « dynamique proportionnelle » - calculée ex-post mensuellement par ores
Besoin total en Electricité des membres de la communauté	14.600 MWh	15.580 MWh
Règles tarifaires réseaux spécifiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facturation 11<sup>ème</sup> pointe de puissance dès le début du projet – avec impact de la réduction mesurée sur la pointe synchrone pour l'auto-consommation</li> <li>• Réduction du tarif réseau uniquement pour les clients situés sous le même poste que celui de la production d'énergie renouvelable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Terme capacitaire : application du même terme capacitaire à tous les membres (11<sup>e</sup> pointe), sur base d'un profile de consommation quart-horaire brut (non modifié)</li> <li>• Suppression du tarif réseau proportionnel incitatif pour les clients</li> </ul>

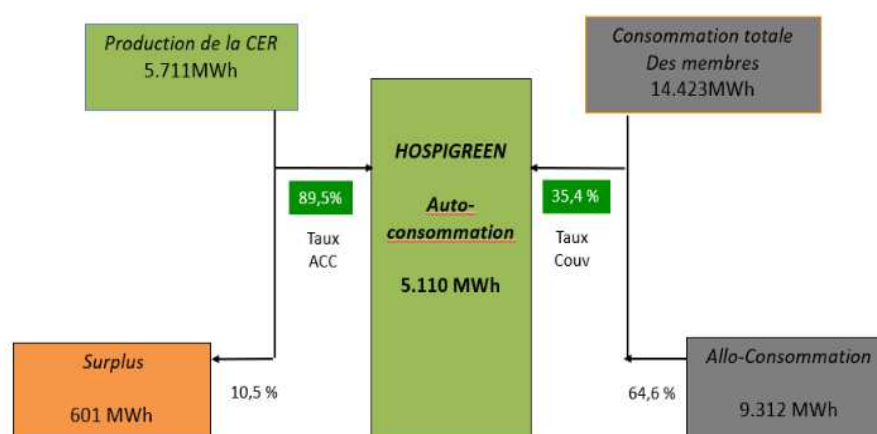
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajout d'un tarif périodique par membre pour frais de service spécifique</li> <li>• Ajout d'un tarif non périodique pour constitution et modification de la CER</li> <li>• Système de Bonus-Malus lié à l'auto-consommation et à l'auto-couverture (objectif ACC &gt; 55% et Acouv &gt; 30 %)</li> </ul>	<p>situés sur le poste local de production de l'énergie verte</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maintien du tarif périodique par membre pour frais de service</li> <li>• Maintien du tarif non périodique pour constitution et modification d'une CER</li> <li>• Maintien du système de Bonus -Malus payable au terme de chaque phase du projet (2x au total)</li> </ul>
Facturation des membres	<p>Allo-consommation par le fournisseur classique</p> <p>Pointes par le fournisseur classique</p> <p>Auto-consommation (commodité, frais réseaux de distribution et de transport, frais de gestion) par Hospigreen</p>	<p>Allo-consommation et pointes par le fournisseur classique</p> <p>Auto-consommation (commodité, frais réseaux de distribution et de transport, frais de gestion) par Hospigreen</p> <p>Redevance aux Accises (à dater de 2022) par Hospigreen (voir infra)</p>

## 7. Résultats énergétiques de la CER

### 7.1. Consommations de la CER - phase 1

Entre le 01/11/2020 et le 31/10/2021, la CER a consommé 14.423 MWh dont 5.110 MWh en auto-consommation et 9.312 MWh auprès du réseau d'alimentation classique. En termes de production, l'année 2021 a été une année peu venteuse, avec une production totale du parc de 17% inférieure à la moyenne des 3 dernières années. Une quantité de 5.711 MWh d'énergie verte a été mise à disposition de la CER dont elle a rejeté 601 MWh sur le réseau, soit plus de 10% en moyenne.

Au terme de la phase 1, la CER affichait un taux d'auto-consommation de 89,5 % et un taux de couverture de 35,4%.



### 7.2. Consommations de la CER - phase 2

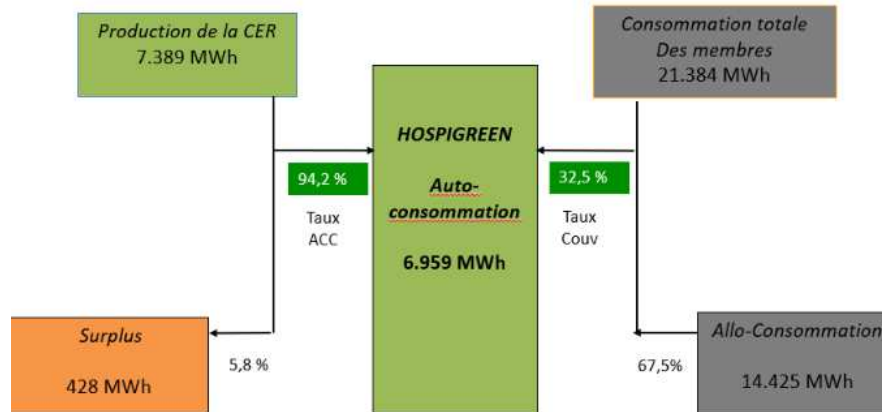
Entre le 01/11/2021 et le 28/02/2023, la CER a consommé 21.384 MWh dont 6.959 MWh en auto-consommation et 14.425 MWh en allo-consommation. En termes de production, la période a été moins venteuse qu'attendu, avec une production totale du parc égale à 86% de son potentiel

## HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

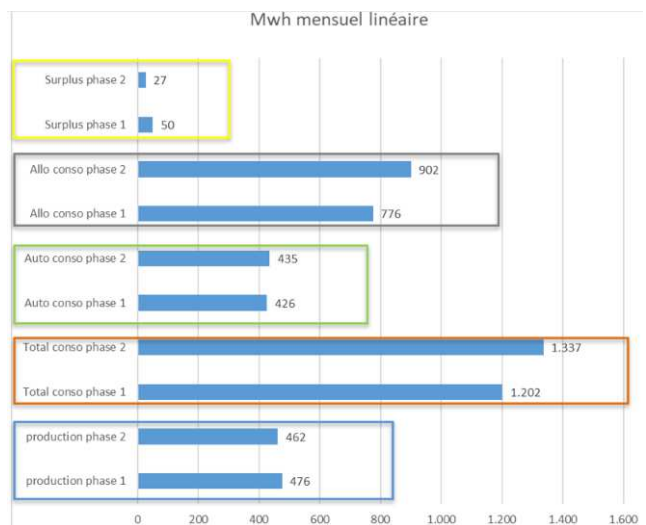
Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai  
BCE 0757.672.542

productible. La CER affichait un taux d'auto-consommation de 94,2 % et un taux de couverture de 32,5%. Une quantité de 7.389 MWh d'énergie verte a été mise à disposition de la CER dont moins de 6% a été rejeté sur le réseau.



Etant donné la modification des hypothèses de départ et la périodicité non équivalente des 2 phases, l'évolution des indicateurs ne peut être appréciée que par comparaison des éléments en base (linéaire) mensuelle, et en gardant à l'esprit l'effet non négligeable de la condition climatique et de l'évolution du nombre de membres.

	Mwh	Mwh mensuel linéaire	Variation
production phase 1	5.711	476	-3%
production phase 2	7.389	462	
Total conso phase 1	14.423	1.202	11%
Total conso phase 2	21.384	1.337	
Auto conso phase 1	5.110	426	2%
Auto conso phase 2	6.959	435	
Allo conso phase 1	9.312	776	16%
Allo conso phase 2	14.425	902	
Surplus phase 1	601	50	-46%
Surplus phase 2	430	27	



### 7.3. Consommations de la CER - période totale du projet pilote

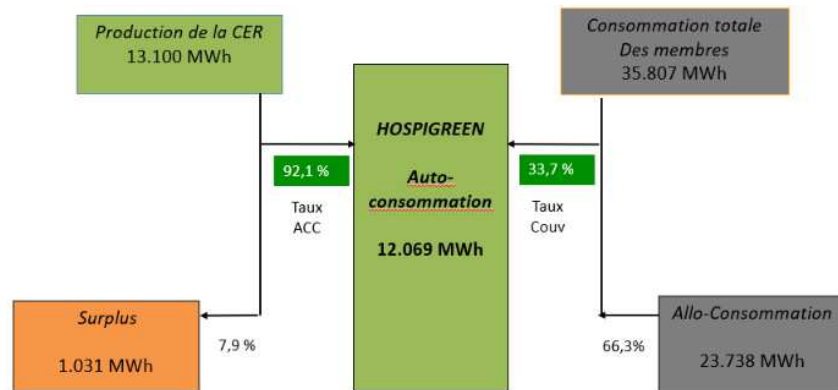
Durant les 28 mois du projet pilote, la CER a consommé 35.807 MWh dont 12.069 MWh en auto-consommation et 23.738 MWh auprès des fournisseurs classiques. La CER a réalisé un taux d'auto-consommation moyen de 92,1 % et un taux de couverture de 33,7%. Une quantité de 13.100 MWh d'énergie verte a été mise à disposition de la CER dont 8% a été rejeté sur le réseau.

# HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

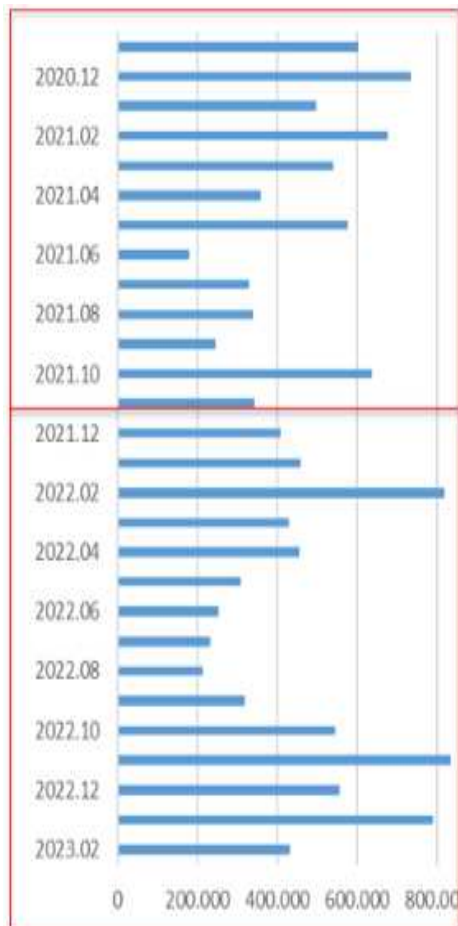
BCE 0757.672.542



## 7.4. Suivi des paramètres et indicateurs – période globale

Le évolutions mensuelles et corrélations entre indicateurs sont reprises dans les graphiques et tableaux ci-dessous. On observe une forte dépendance de la performance de la CER à la production ventuse, qui, vu le dimensionnement de la CER, influe sensiblement sur le taux de couverture (TX-COUV). Lorsque la production est faible, le taux de couverture chute et le taux d'auto-consommation (TX ACC) s'améliore. Globalement les taux d'auto-consommation restent élevés et établis entre 85% et 100%.

Production locale mensuelle- kWh



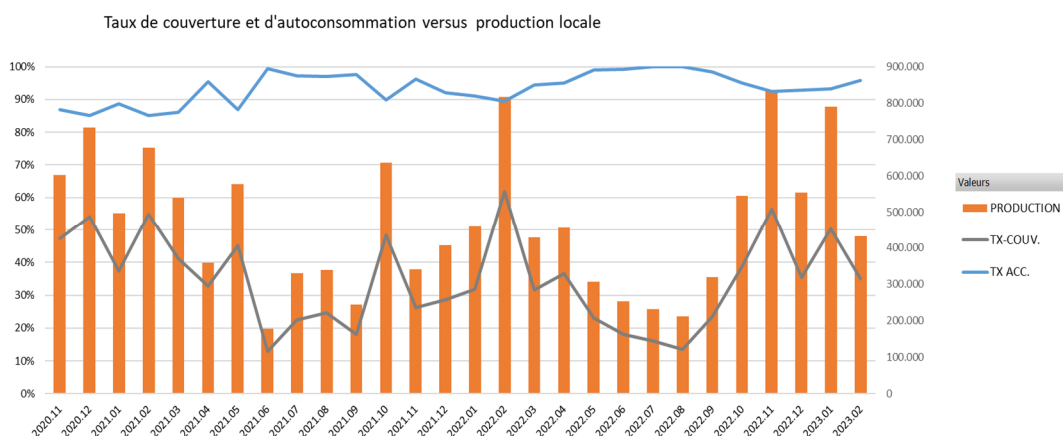
Evolution de la production et des indicateurs

Production et consommations en kWh

	TOTALconso	PRODUCTION	AUTOconso	ALLOconso	TX-COUV.	TX ACC.
2020.11	1.105.591	601.942	522.592	582.999	47%	87%
2020.12	1.154.859	733.198	624.472	530.387	54%	85%
2021.01	1.177.968	497.074	441.062	736.905	37%	89%
2021.02	1.051.985	676.852	576.426	475.559	55%	85%
2021.03	1.128.401	539.995	464.546	663.856	41%	86%
2021.04	1.047.736	358.666	342.596	705.140	33%	96%
2021.05	1.109.676	577.608	501.421	608.255	45%	87%
2021.06	1.379.177	177.899	177.009	1.202.167	13%	99%
2021.07	1.424.759	329.440	320.396	1.104.364	22%	97%
2021.08	1.331.415	338.720	328.864	1.002.551	25%	97%
2021.09	1.325.630	244.301	238.737	1.086.893	18%	98%
2021.10	1.185.381	635.678	571.983	613.398	48%	90%
<b>Total général</b>	<b>14.422.579</b>	<b>5.711.368</b>	<b>5.110.105</b>	<b>9.312.474</b>	<b>35,4%</b>	<b>89,5%</b>

	TOTALconso	PRODUCTION	AUTOconso	ALLOconso	TX-COUV.	TX ACC.
2021.11	1.256.330	341.563	328.525	927.804	26%	96%
2021.12	1.308.630	407.634	375.186	933.444	29%	92%
2022.01	1.317.097	459.211	417.901	899.196	32%	91%
2022.02	1.184.267	817.172	731.337	452.930	62%	89%
2022.03	1.280.607	428.326	404.815	875.792	32%	95%
2022.04	1.183.377	456.156	433.276	750.102	37%	95%
2022.05	1.317.436	306.713	304.056	1.013.380	23%	99%
2022.06	1.395.438	253.035	251.109	1.144.329	18%	99%
2022.07	1.442.920	230.877	230.828	1.212.092	16%	100%
2022.08	1.561.564	212.204	212.204	1.349.360	14%	100%
2022.09	1.335.573	319.491	314.475	1.021.098	24%	98%
2022.10	1.336.309	544.712	517.288	819.021	39%	95%
2022.11	1.367.963	835.418	772.188	595.775	56%	92%
2022.12	1.450.530	554.022	514.516	936.014	35%	93%
2023.01	1.463.355	790.237	737.171	726.183	50%	93%
2023.02	1.182.751	432.049	414.184	768.567	35%	96%
<b>Total général</b>	<b>21.384.146</b>	<b>7.388.820</b>	<b>6.959.058</b>	<b>14.425.088</b>	<b>32,9%</b>	<b>94,2%</b>

Le taux d'auto-consommation le plus bas a été enregistré en décembre 2020 et février 2021 à 85% globalement pour la CER. Durant la seconde phase, même en période de grands vents (fév 2022), le taux ne diminue pas outre-mesure et demeure à un niveau amélioré par la nouvelle configuration de la CER et hypothèses d'allocation de l'énergie. Le taux a atteint 100% en période de production locale restreinte. Le taux de couverture le plus élevé de 62% a été atteint en février 2022. Il a par ailleurs chuté à 13-14% en juin 2021 et août 2022.

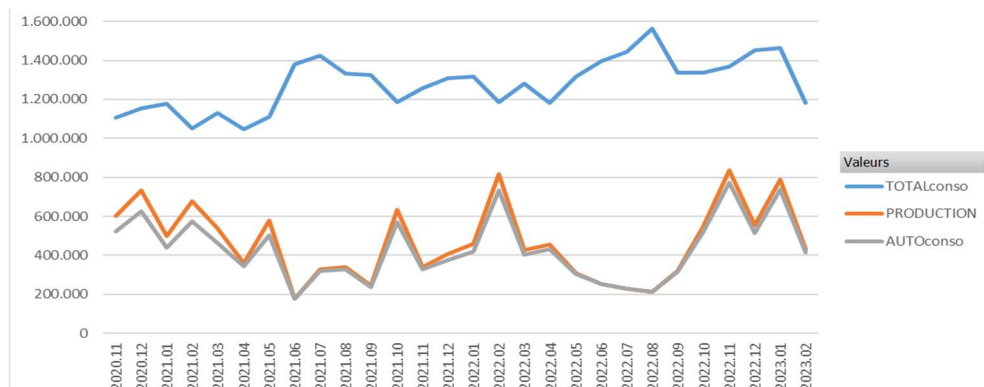


La performance de la CER s'est améliorée en seconde phase du projet. La mise à disposition à prix forfaitaire des unités de production justifie l'objectif de sa pleine consommation. Un nombre important de consommateurs permet de réduire les risques de non-synchronisation des besoins avec la production renouvelable. Le mécanisme d'allocation dynamique proportionnel démontre également un effet sur la performance.

Résultat par sites de consommation :

TOTALconso	PRODUCTION	AUTOconso	ALLOconso	TX-COUV.	TX ACC.	TX SURPLUS
6.195.300	2.230.266	1.999.915	4.195.385	32,3%	89,7%	10,3%
19.768.964	7.308.321	6.743.148	13.025.817	34,1%	92,3%	7,7%
432.845	152.287	141.602	291.243	32,7%	93,0%	7,0%
666.505	220.142	205.253	461.252	30,8%	93,2%	6,8%
5.704.299	2.113.897	1.974.143	3.730.155	34,6%	93,4%	6,6%
730.383	292.219	264.073	466.310	36,2%	90,4%	9,6%
517.396	190.156	178.226	339.171	34,4%	93,7%	6,3%
1.424.741	485.606	458.988	965.753	32,2%	94,5%	5,5%
43.057	14.080	13.407	29.650	31,1%	95,2%	4,8%
323.235	93.213	90.409	232.826	28,0%	97,0%	3,0%
<b>35.806.725</b>	<b>13.100.187</b>	<b>12.069.164</b>	<b>23.737.562</b>	<b>33,7%</b>	<b>92,1%</b>	<b>7,9%</b>

Les besoins de consommation totaux (kWh) de la communauté augmentent durant les périodes estivales alors que la production éolienne y est la plus défavorable, en règle générale. Durant ces périodes, le taux de couverture était le plus faible et le taux d'auto-consommation le plus élevé. Ces besoins sont liés essentiellement aux systèmes de refroidissement énergivores et nécessaires en milieu hospitalier.



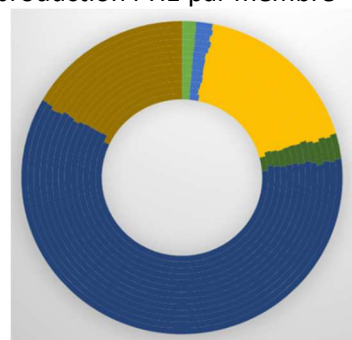
Ce graphique laisse également transparaître la diminution de taux de surplus rejeté sur le réseau entre la phase 1 et 2. L'écart entre la quantité de production disponible (orange) et le volume auto-consommé (courbe grise) est réduit en été en raison de la diminution du taux de couverture et demeure insignifiant en période hivernale à partir de fin 2021.

### 7.5. Répartition de l'énergie verte entre les membres

En première phase du projet, le délégué a vérifié la pertinence de la clé statique préfixée au regard de l'évolution réelle des allocations de productions, d'autant que cette clé a été utilisée pour répartir le coût des charges sur les différents membres.

La clé contractuelle est représentée dans l'anneau central, tandis que la répartition de l'énergie produite chaque mois entre les membres est représentée par les anneaux successifs, chaque membre étant représenté par une couleur définie.

Evolution de la répartition de la production PH1 par membre



Le suivi a permis de conclure à une répartition équitable et surtout stable de l'énergie entre les membres de la CER.

Phase 1 : tableau de suivi de la répartition de l'énergie locale entre membres de la CER

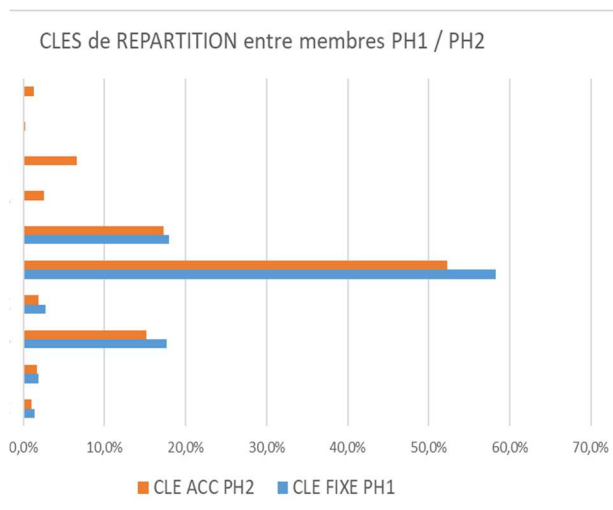
Affetation de la production	Clé forfaitaire	Clé réelle mensuelle selon les périodes de consommation (jour/nuit/week-end)											
		nov-20	déc-20	janv-21	févr-21	mars-21	avr-21	mai-21	juin-21	juil-21	août-21	sept-21	oct-21
Différents sites et membres	1,44%	1,38%	1,42%	1,45%	1,42%	1,41%	1,41%	1,39%	1,44%	1,47%	1,42%	1,45%	1,42%
	1,83%	1,55%	1,65%	1,75%	1,68%	1,62%	1,64%	1,57%	1,73%	1,84%	1,66%	1,78%	1,67%
	17,64%	17,28%	17,35%	17,40%	17,36%	17,35%	17,40%	17,32%	17,38%	17,50%	17,42%	17,42%	17,35%
	2,77%	2,62%	2,64%	2,65%	2,64%	2,64%	2,67%	2,64%	2,64%	2,69%	2,67%	2,66%	2,64%
	58,31%	60,46%	60,14%	59,94%	60,14%	60,10%	59,74%	60,20%	60,06%	59,42%	59,66%	59,87%	60,18%
	18,01%	16,70%	16,80%	16,80%	16,76%	16,88%	17,15%	16,88%	16,75%	17,08%	17,17%	16,83%	16,74%

L'implémentation de la clé dynamique proportionnelle en seconde phase du projet laissait craindre une absorption plus que proportionnelle des volumes verts par le consommateur prépondérant dans le CER. Cela n'a pas été observé, dû par ailleurs au fait que la même production a été répartie sur les nouveaux membres.

Durant les premiers mois, on a observé que le site ayant le taux de surplus le plus important en phase 1 du projet a d’emblée abandonné le plus de production allouée au profit des nouveaux membres de la CER. Cet effet a ensuite été atténué les mois suivants.

Les chiffres mensuels consolidés des clés d’allocation de l’énergie sont les suivants :

	CLE FIXE PH1	CLE DYNAMIQUE PH2
Membre	1,4%	1,0%
Membre	1,8%	1,7%
Membre	17,6%	15,2%
Membre	2,8%	1,9%
Membre	58,3%	52,3%
Membre	18,0%	17,3%
Membre		2,6%
Membre		6,6%
Membre		0,2%
Membre		1,3%



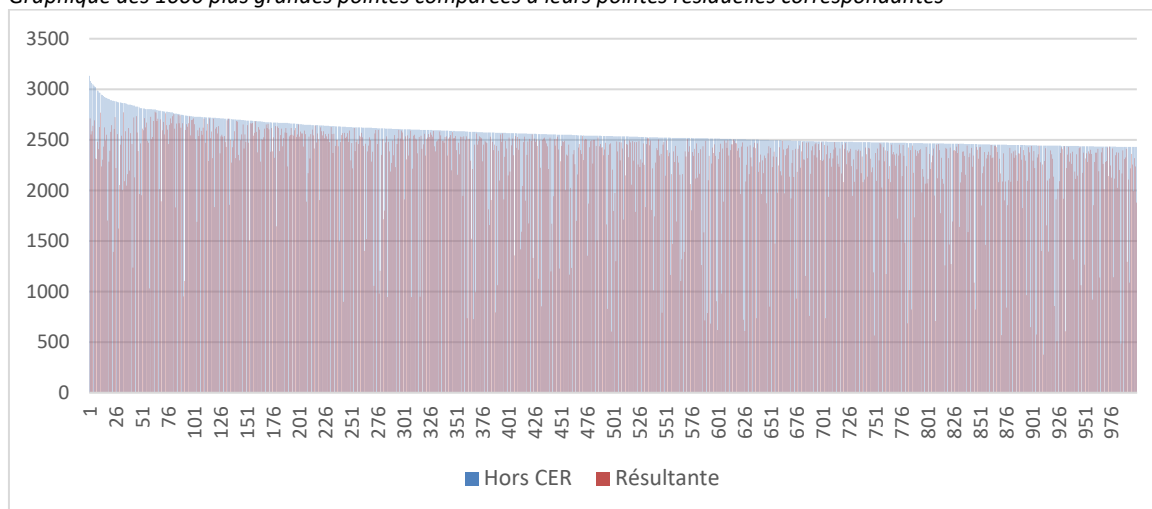
Le dimensionnement initial de la CER a permis de viser des taux d’auto-consommation élevés, et de minimaliser le surplus. La méthodologie de répartition dynamique proportionnelle a permis d’optimiser davantage ce résultat tout en maintenant une affectation proportionnelle équilibrée entre les membres.

### 7.6. Analyse de l’effet de la CER sur la mesure des pointes de consommation

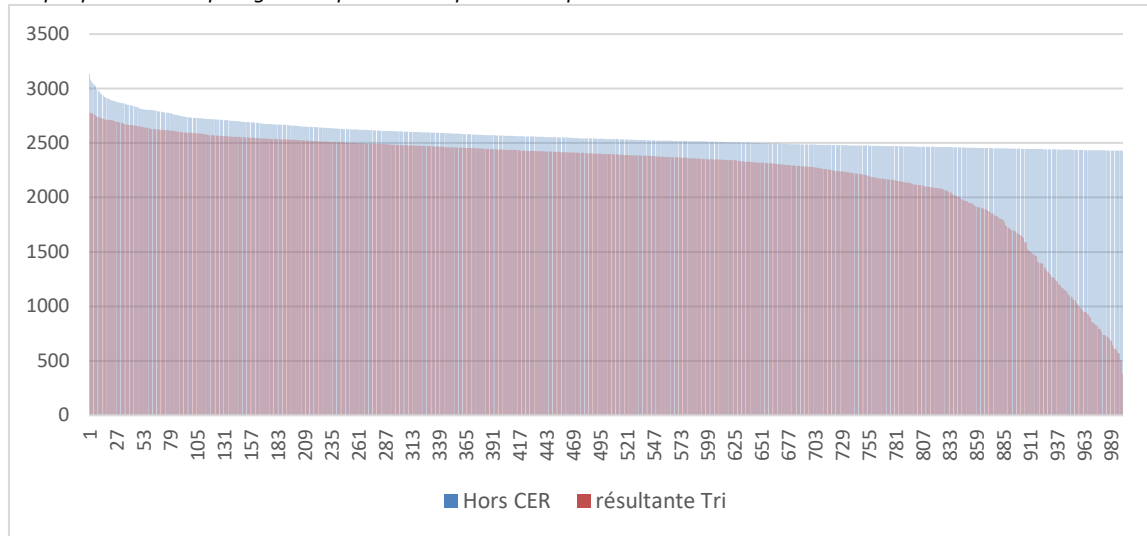
L’analyse de l’effet de la CER sur la pointes nécessite de travailler sur la somme des consommations des participants. Aussi, deux phases distinctes ont été étudiées. La première traite les données de 6 participants de novembre 2020 à octobre 2021. La seconde traite les données de 10 participants de novembre 2021 à février 2023. L’analyse est effectuée sur les 1000 premières pointes pour chaque période.

#### 7.6.1. Phase 1 : 6 participants

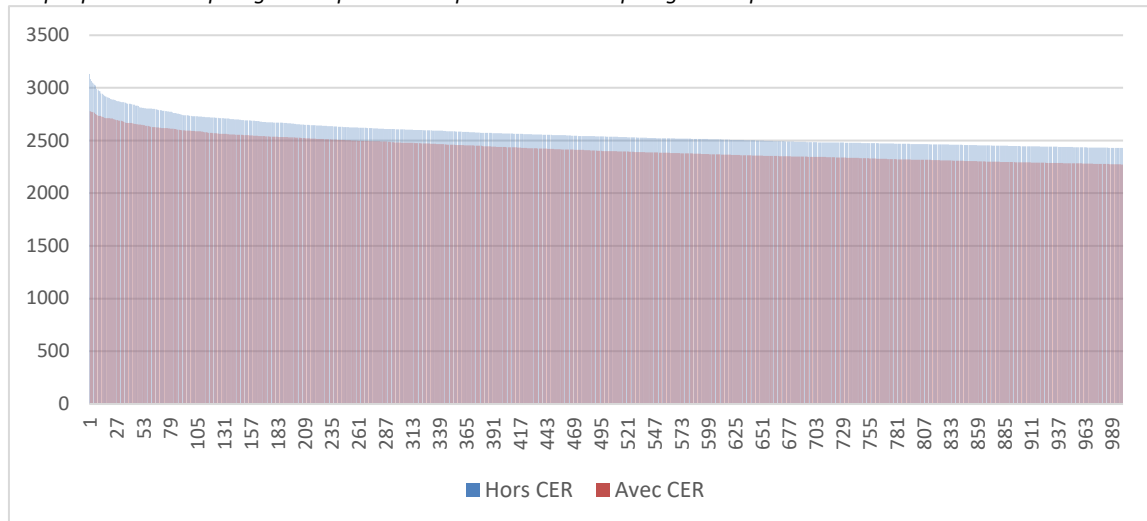
Graphique des 1000 plus grandes pointes comparées à leurs pointes résiduelles correspondantes



Graphique des 1000 plus grandes pointes comparées aux pointes résiduelles triées

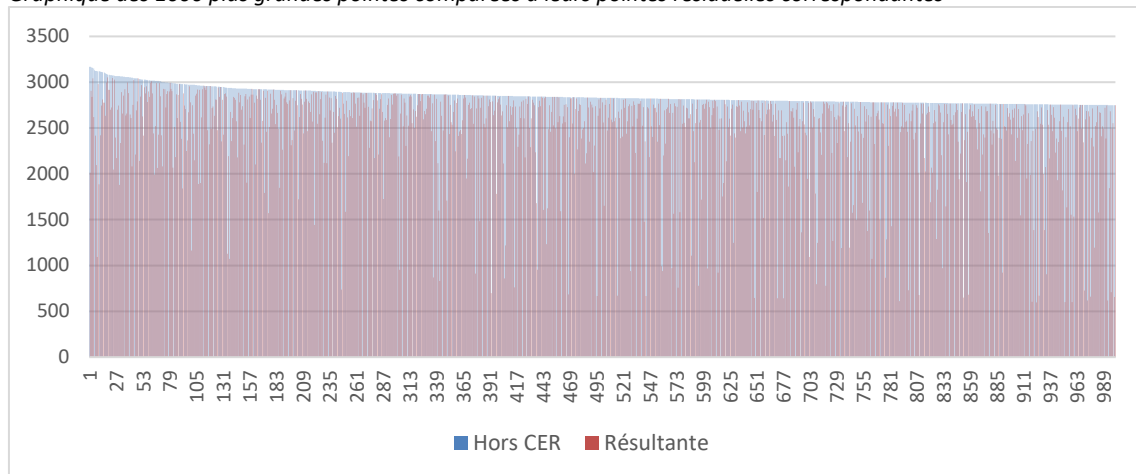


Graphique des 1000 plus grandes pointes comparées aux 1000 plus grandes pointes restantes



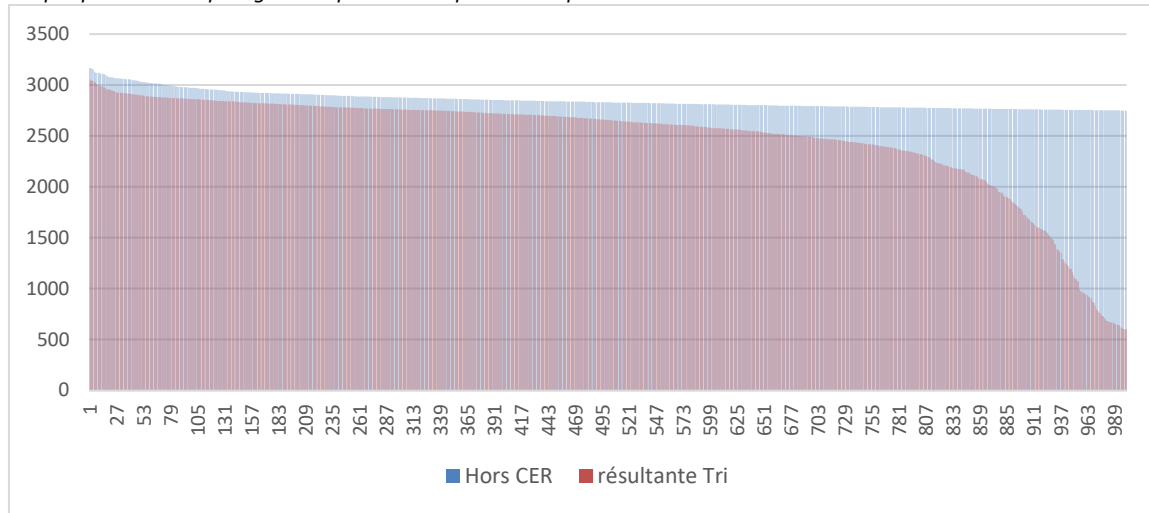
**7.6.2.Phase 2 : 10 participants**

Graphique des 1000 plus grandes pointes comparées à leurs pointes résiduelles correspondantes

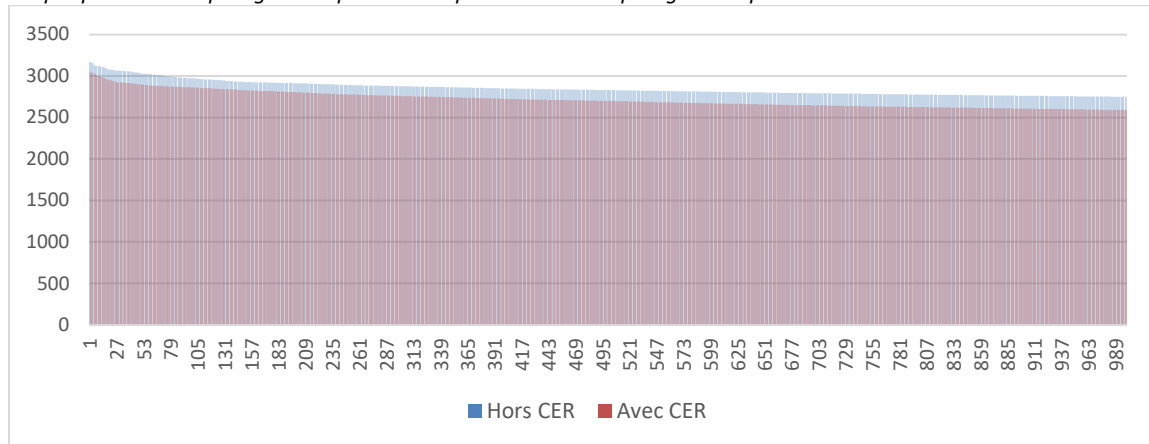




Graphique des 1000 plus grandes pointes comparées aux pointes résiduelles triées



Graphique des 1000 plus grandes pointes comparées aux 1000 plus grandes pointes restantes



### 7.6.3. Constatations

De manière générale, l'effet de la CER sur les pointes est similaire dans les 2 phases analysées. Les graphiques identifient bien cet effet.

On remarque que les 1000 pointes les plus élevées ont été atténuées en moyenne de 12 à 13%. Dans ces 1000 pointes, l'atténuation a varié de 0 à 85%. Dans le détail, si on prend la plus grande pointe de tout le projet ( 3167.9 kW) comparée à la plus grande pointe restante de tout le projet ( 3052.2 kW), le **delta est de 3,6%**.

Dans cette CER, reprenant un mélange éolien et solaire, on constate une atténuation moyenne (12 à 13%) assez importante des pointes calculées après auto-consommation.

## 8. Résultats financiers de la CER

La crise énergétique de 2022 a interféré sur le résultat du projet. Elle n'a pas modifié le prix de l'auto-consommation mais a rendu celui-ci plus concurrentiel par rapport aux prix contractualisés sur le marché. Cet élément induit dès lors la pertinence de présenter les résultats économiques par phase, pour mieux évaluer l'effet réel du partage sur les gains économiques de l'opération.

Une partie des membres a cependant continué de bénéficier d'un tarif fixe réservé préalablement à l'envolée du marché et en concordance avec les hypothèses initiales du projet. Les effets de prix dans les résultats en seconde phase sont principalement induits par le plus gros membre de la CER ayant renouvelé son contrat à dater de janvier 2022.

### 8.1. Coût de la commodité et frais de gestion

**Le coût de l'énergie verte locale** est calculé sur base du prix de location des outils de production et des MWh effectifs qui en ont été récoltés.

Par ailleurs, la CER revend sur le marché les certificats verts octroyés pour l'installation solaire ainsi que le surplus non-autoconsommé par l'ensemble des membres. Le coût net de la commodité pour l'auto-consommation est donc composé de :

'loyer' mensuel	+	petits frais d'injection de l'actif photovoltaïque	-	vente du surplus collectif	-	vente des éventuels CV associés à la production louée	+	Rachat du surplus non auto-consommé du 'prosumer' en phase 2 (effet négligeable)
-----------------	---	--	---	----------------------------	---	---	---	--

Ce coût a été facturé par la CER à ses membres selon la clé applicable à chacun d'entre eux. Il est augmenté des frais payés au délégué pour les **prestations de gestion** à hauteur de 5€/MWh auto-consommé (plus frais de banque, d'assurances, ..).

Coût de l'énergie auto-consommée	Phase 1	Phase 2
Coût net d'achat de la commodité auto-consommée - k€	274 + 1 - 22 - 11 = 242 k€	383 + 1 - 34 - 15 + 1 = 333 k€
Frais de gestion de la CER - k€	25,5 k€	39 k€*
Production locale auto-consommée - MWh	5.110 MWh	6.959 MWh
<b>Coût unitaire net énergie auto-consommée avec frais de gestion - €/MWh</b>	<b>52,3€/MWh</b>	<b>53,4 €/MWh</b>

*Incluant frais bancaires, de publication des comptes, assurances etc*

Seule la variable saisonnière de production influe sur ce prix entre les deux périodes.

Dans le calcul du gain pécunier ci-dessous, le total de ces 2 postes (électron et gestion) est comparé aux prix du poste 'Energie' que l'on retrouve sur les factures d'allo-consommation, selon les contrats individuels de chaque membre, et qui englobe l'effet du coût des heures pleines, des heures creuses ainsi que la contribution aux énergies renouvelables.

L'exonération à l'obligation de restitution des certificats verts (*art 34bis et 39 du Décret Electricité et AGW du 30/11/2006*) a permis une marge de manœuvre équivalente au coût véritable de contribution aux énergies renouvelables qui oscille entre 26 et 28€ / MWh, selon les membres.

**Le calcul du gain apporté par la CER** (sur la commodité) est réalisé par rapport au coût et à la consommation totale des membres puisque l'auto-consommation s'inscrit comme une alternative ponctuelle et partielle à la couverture des besoins énergétiques.

Prix de revient net (€) de l'achat d'énergie et frais de gestion – avec et sans existence de la CER - consommation TOTALE (allo+auto)

Phase 1										
<p>Comparaison coût composante 'ENERGIE'</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>AVEC CER</th> <th>SANS CER</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FRAIS GESTION</td> <td>25.551</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>ENERGIE</td> <td>982.625</td> <td>1.140.689</td> </tr> </tbody> </table>			AVEC CER	SANS CER	FRAIS GESTION	25.551	0	ENERGIE	982.625	1.140.689
	AVEC CER	SANS CER								
FRAIS GESTION	25.551	0								
ENERGIE	982.625	1.140.689								
<p>Avantage « Energie et frais de gestion » = +/- 133 k€</p> <p>Prix moyen électron allo-consommé = 80 € MWh</p> <p>Prix moyen électron auto-consommé = 52 € MWh</p> <p>Prix moyen toutes consommations = 70 € MWh</p> <p>Gain CER = 9,2 € /MWh totaux consommés</p>										
Phase 2										
<p>Comparaison coût composante 'ENERGIE'</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>AVEC CER</th> <th>SANS CER</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FRAIS GESTION</td> <td>39.265</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>ENERGIE</td> <td>2.340.882</td> <td>2.972.705</td> </tr> </tbody> </table>			AVEC CER	SANS CER	FRAIS GESTION	39.265	0	ENERGIE	2.340.882	2.972.705
	AVEC CER	SANS CER								
FRAIS GESTION	39.265	0								
ENERGIE	2.340.882	2.972.705								
<p>Avantage « Energie et frais de gestion » = +/- 599 k€</p> <p>Prix moyen électron allo-consommé = 139 € MWh</p> <p>Prix moyen électron auto-consommé = 53 € MWh</p> <p>Prix moyen toutes consommations = 111 € MWh</p> <p>Gain CER = 27,7 € /MWh totaux consommés</p>										

Nous appelons à une interprétation prudente des chiffres.

L'effet de la crise énergétique sur le coût de l'électron est visible dans la comparaison des prix moyens des phase 1 et 2. L'énergie verte produite localement a été contractualisée à un prix négocié avant la crise. Les producteurs et le prosumer n'ont pas pu, pendant cette période, revendre l'énergie à des prix du marché plus élevés. Les participants sont conscients des écarts constatés et de leur caractère tout à fait particulier. Durant cette période, la CER a également revendu au marché plus gracieusement les surplus non auto-consommés mais cela n'a concerné que de très faibles volumes. Le prix global de l'électron est aussi influencé par la période à laquelle certains membres ont changé de contrat de fourniture et de leur poids spécifique dans la CER (ChWapi).

Comme indiqué dans les hypothèses du projet, les fournisseurs n'ont pas répercuté sur les prix de l'énergie allo-consommée la dégradation des profils des consommateurs du fait de l'existence de la CER ou encore les frais administratifs encourus. A ce titre, le projet e-Cloud concluait à un coût additionnel entre 1 et 7 €/MWh de l'énergie allo-consommée (lorsque les prix 'forward' de l'énergie étaient autour de 40-50 €/MWh). Avec l'emballement du marché en 2022, on peut raisonnablement penser que ce coût additionnel aurait été ici supérieur.

Cette hausse de prix semble difficilement atténuable par les fournisseurs car les variations de consommation locale, la présence de plusieurs fournisseurs et les clés de répartition flexibles

définies ex post compliquent les prévisions d'allo-consommation des fournisseurs et accroissent les frais d'équilibrage du marché.

Par ailleurs, selon les hypothèses du projet, la composante « Energie » de l'électricité allo-consommée comporte la cotisation énergie verte (26-28 €/MWh), tandis que celles de l'énergie auto-consommée en est dépourvue.

## 8.2. Frais réseaux, surcharges et droits d'accises

### 8.2.1. Frais réseaux

Durant la phase 1, seuls les points de prélèvement reliés au même poste de transformation que les outils de production renouvelable ont généré des gains tarifaires réseaux sur les termes proportionnels et capacitaires (soit Ideta Negundo, Ideta Cité, CRP Marronniers). Les tarifs spécifiques appliqués pour le volume auto-consommé ont eu un impact réduit sur le résultat économique de la CER.

Les dérogation tarifaires sur les termes capacitaires et proportionnels mis en place n'ont pas été un incitant suffisant pour constater un déplacement de charge dans la CER au terme de la première année. Celle-ci demeure cependant une période de mise en place et d'entrée en réflexion sur les possibilités d'optimisations de flux. Au terme du projet pilote, les membres ont pris pleine conscience des comportements à modifier. Mais de telles modifications ne sont pas toujours envisageables à court terme vu les exigences et obligations des domaines d'activité.

Au cours de la seconde phase, les impacts de la tarification réseaux ont été insignifiants, du fait de la suppression du tarif incitatif sur le terme proportionnel et de la mesure des pointes en volumes bruts.

Tous les points de prélèvement ont, par ailleurs, été soumis à l'application du tarif périodique de comptage et la CER a supporté les coûts du tarif non périodique pour sa création. Ces postes ont engendré un surcoût non incitatif. Etant forfaitaires, ils créent un impact disproportionné sur les différents membres de la CER. Ces effets ont pu être annulés par le Bonus octroyé par ORES sur base de la bonne performance de la CER.

	Phase 1	Phase 2
Gains sur le terme proportionnel	4.331 €	0 €
Gains sur le terme capacitaire	2.034 €	0 €
Frais périodiques de comptage	-2.633 €	-5.846 €
Frais non périodiques (création/modification CER)	-534 €	- 180 €
<b>Total</b>	<b>3.198 €</b>	<b>-6.026 €</b>
Bonus	+4.800 €	+8.000 €
<b>Total</b>	<b>7.999 €</b>	<b>1.974 €</b>
<b>Coûts unitaires</b>	<b>1.5 €/MWh</b>	<b>0,28 €/MWh</b>

Dans la présentation des résultats financier globaux de la CER ci-dessous, les montants relatifs aux frais réseaux sont consolidés avec les droits d'accises (apparus en remplacement de certaines surcharges de coûts de transport) - voir infra.

### 8.2.2. Accise spéciale sur l'électricité

A dater de 2022, la CER a constaté que la facture d'ORES était réduite d'une série de surcharges liées aux obligations de services publics initialement reprises dans les tarifs des réseaux de transport, celles-ci ayant été remplacées par une accise spéciale sur l'électricité.

Les postes tarifaires concernés sont les suivants : Financement des raccordement des parcs éoliens offshore (E970), Certificats verts (E980), Réserves Stratégiques (E904), CREG (E951), Dénucléarisation (E952), Mesures sociales (E954), Clients protégés (E940).

La question de la soumission aux droits d'accise de la CER pour une consommation d'énergie renouvelable a été posée au comité de pilotage. La CWaPE s'est chargée de la prise de contact avec les autorités fédérales en octobre 2022 pour confirmer le statut de « distributeur d'électricité » de la communauté, depuis le début du projet pilote, et ce du fait de son schéma technique de partage utilisant le réseau de distribution.

*La Loi Programme du 27/12/2004 (CHAPITRE XVIII. - La taxation des produits énergétiques et de l'électricité),* précise que l'électricité et le gaz naturel sont soumis à taxation et que l'accise devient exigible dans le chef du distributeur au moment de leur fourniture par ce dernier au consommateur (art. 424, § 1).

L'article 424 définit le « distributeur » comme la personne physique ou morale qui vend ou cède pour son propre compte ou pour compte d'autrui du gaz naturel et/ou de l'électricité (art. 424, § 1) ou comme une entité qui produit de l'électricité pour son propre usage (art. 424, § 2).

Les exonérations prévues à l'article 429, § 2, b) et d) – visant la consommation des énergies renouvelables - ne valent que pour l'électricité qui n'est pas prélevée sur le réseau de transmission ou de distribution. HOSPIGREEN est donc soumise aux obligations suivantes :

- obligation de déclarer et payer les droits
- obligations liées à la facturation
- obligation de tenir une comptabilité des stocks et des mouvements
- obligation de se soumettre à contrôle, le cas échéant

Le délégué a procédé aux formalités d'enregistrement par l'introduction du formulaire de demande pour une autorisation Produits énergétiques et Electricité en date du 13/12/2022. La disposition de l'Arrêté royal du 28/06/15 art 14 précisant que cette autorisation doit avoir lieu 10 jours ouvrables avant le début de l'activité n'a pu être respectée vu le caractère pilote et de régularisation du dossier. Pour ses démarches, HOSPIGREEN dépend du Bureau de Douanes et Accises de Mons. L'attestation de « distributeur d'électricité » a été délivrée en janvier 2023, moyennant contrôle de la garantie déposée.

Préalablement à l'introduction de la demande, le délégué a versé la caution visée à l'article 2 de l'Arrêté royal du 02/02/2006 - *portant diverses dispositions de contrôle des produits énergétiques et de l'électricité en matière d'accise* - équivalente à 2 mois représentatifs de l'accise (8.622 €). L'évaluation du montant dû a soulevé la question des taux et du calcul des droits. Ces éléments sont détaillés dans la circulaire 2022/C/29 - *Code Produits énergétiques et électricité*.

Le droit d'accise spécial est calculé sur base de taux dégressifs appliqués à des tranches de consommation établie en base annuelle. L'absence de profils d'auto-consommation (du fait de la dépendance d'HOSPIGREEN à la saisonnalité des productions et à la variabilités des clés

d'affectation entre membres) ainsi que les décomptes mensuels d'Ores ont débouché sur le calcul d'une « somme annuelle glissante » afin d'affecter les consommations mensuelles aux différentes tranches. L'extrapolation linéaire a été appliquée en cas d'historique incomplet. La circulaire fournit les exemples de calcul chiffrés aux §76/20 et suivants.

Les taux applicables dépendent, par ailleurs, de la qualité professionnelle ou non des consommateurs, ainsi que de leur régime de puissance supérieur ou inférieur à 1 kV. Les taux peuvent également être adaptés. Tel en a été le cas, de novembre 2022 à février 2023, par les Mesures gouvernementales prise dans le contexte de crise énergétique et visant à la réduction temporaire des taux appliqués aux premières tranches de consommation.

L'avis favorable sur le montant de la garantie a été transmis le 14/04/2023. Le délégué a reçu la documentation disponible sur les outils en ligne permettant de procéder aux paiements des droits et aux déclarations 'AC4' (application PLDA).

Les droits ont été calculés par le délégué pour chaque mois et pour chaque participant à partir du 01/01/2022, en vue des besoins de refacturation interne aux membres. Le montant de 51.960 € (8.3 €/MWh en moyenne – incluant 5 mois de taux réduits) a été versé au Trésor en mai 2023 sur un compte FRCT établi au nom de l'asbl. Après étude des différentes cases et codes à utiliser, la déclaration de régularisation des droits a été effectuée courant juin 2023.

Au vu de ces éléments, plusieurs constatations s'imposent :

1. La nécessité de formation afin de disposer d'une expertise en la matière ;
2. La lourdeur administrative des calculs et déclarations, en l'absence de logiciel dédié à la gestion des CER ;
3. La caution a créé un déficit de trésorerie dans le chef de la CER et a nécessité un apport des membres pour préfinancer leur part de caution. Il ne s'agit, en effet, pas d'une avance sur les montants dus, mais d'une garantie. Celle-ci est restituée lors de la révocation de l'autorisation de distributeur, après un contrôle par lequel il est vérifié si tous les droits ont bien été payés ;
4. Les exonérations prévues dans la Loi Programme visant les énergies renouvelables ne s'appliquent pas au présent cas car les nouveaux mécanismes de consommation et partage ne sont pas prévus dans ladite loi ;
5. La méthodologie des taux dégressifs par tranches et la scission des accises redevables sur l'auto-consommation par HOSPIGREEN, d'une part, et sur l'allo-consommation par le fournisseur classique, d'autre part, crée une pénalité au consommateur de la CER. La somme des deux droits calculés peut s'avérer plus onéreuse dès lors que les consommations prises d'un bloc auraient engendré le passage à des tranches de taux plus faibles. Le délégué n'a pas calculé la perte créée par cet effet vu la redevabilité établie et le côté chronophage de ces éléments mais a attiré l'attention sur le facteur non incitatif pour les CER.

A l'effet inverse, vu l'application de taux très réduits sur les premières tranches à partir de novembre 2022 dans le cadre des mesures gouvernementales précitées, un gain a été généré puisque la consommation totale a bénéficié 2x des taux réduits applicables aux premières tranches. Globalement l'effet pour la CER est considéré comme neutre dans les résultats (montant de maximum 5000 € insignifiant sur les volumes financiers).

### 8.2.3. Remboursement partiel de la surcharge des certificats verts d'ELIA

Des problématiques de procédure financière plus spécifiques ont été révélées au cours du projet.

Dans le cadre de l'opération de « portage » des certificats verts d'Elia, le SPW publie et actualise trimestriellement les listes de référence des clients finaux qui sont éligibles à l'exonération partielle de cette surcharge. Les hôpitaux pouvant en bénéficier à hauteur de 50%, la CER est concernée par le remboursement des frais qui lui ont été facturés via ORES sous le code tarifaire du réseau de transport E976.

La méthodologie de remboursement passant par une note de crédit établie par le fournisseur classique, les membres concernés n'avaient obtenu ledit remboursement qu'à hauteur de leur quantité allo-consommée. La question a donc été soumise au comité de pilotage du projet.

Un accord est intervenu entre la CER, le SPW et les 2 fournisseurs impliqués qui ont accepté, exceptionnellement pour le cas de ce projet pilote, de procéder au remboursement calculé sur le total des consommations.

Ces éléments impactent les processus de facturation automatisés des fournisseurs et nécessitent des interventions hors des standards. Aussi, à l'issue de la période du projet pilote, certains remboursements sont toujours en cours. Cela témoigne de la complexité des mécanismes à mettre en place dans les plateformes actuelles d'échange et de facturation.

### 8.3. Résultat économique global de la CER

En considérant le taux de couverture de 33,7% pour les 28 mois du projet pilote, l'ensemble des consommations de la CER et les différents postes tarifaires applicables au cours des 2 phases, le projet dans sa globalité a induit un coût moyen de 137 €/MWh, tous membres et toutes consommations confondus. Sans la CER ce coût a été évalué à 157 €/MWh.

La facture payée par les membres totalise 4.894 k€ (pour 35.807 MWh). Sans l'existence de la CER, les participants auraient payé 5.634 k€. Les 13 % d'économies réalisées (soit 740 k€) sont attribuables quasi exclusivement à l'effet du prix de l'électron et l'exemption de la cotisation énergie verte.

Nous rappelons l'importance de l'effet de certaines hypothèses du projet sur les résultats et l'interprétation prudente qui s'impose (voir notamment remarques au point supra 8.1).

Coût consommation totale SANS CER – k€ :	5.634
Coût consommation totale AVEC CER – k€ :	4.894
Taux de couverture :	33,7%
Gain % :	13% (dont 12,8% issue du poste Energie)
Gain - €/MWh :	20,7
Prix consommation totale €/MWh SANS CER :	157
Prix consommation totale €/MWh AVEC CER :	137
Prix de l'énergie auto-consommée €/MWh :	86
Prix de l'énergie allo-consommée €/MWh :	163

# HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

BCE 0757.672.542

Les résultats étant influencés par l'effet de la crise énergétique en phase 2, la présentation par phase est pertinente pour appréhender les incitants dont une CER a besoin afin de pouvoir maintenir le coût de l'énergie consommée localement sous celui des approvisionnements classiques.

Phase 1	Phase 2																								
Coût consommation totale SANS CER – k€ : 1.769	Coût consommation totale SANS CER – k€ : 3.865																								
Coût consommation totale AVEC CER – k€ : 1.629	Coût consommation totale AVEC CER – k€ : 3.265																								
Taux de couverture : 35,4%	Taux de couverture : 32,5%																								
Gain % : 8% (dont 7,5% issu du poste Energie)	Gain % : 15,5% (dont 15,3% issu du poste Energie)																								
Gain - €/MWh : 9,7	Gain - €/MWh : 28																								
Prix consommation totale €/MWh SANS CER : 123	Prix consommation totale €/MWh SANS CER : 181																								
Prix consommation totale €/MWh AVEC CER : 113	Prix consommation totale €/MWh AVEC CER : 153																								
Prix de l'énergie auto-consommée €/MWh : 87	Prix de l'énergie auto-consommée €/MWh : 85																								
Prix de l'énergie allo-consommée €/MWh : 127	Prix de l'énergie allo-consommée €/MWh : 186																								
Consommations totales – MWh : 14.423	Consommations totales – MWh : 21.384																								
<p><b>Estimation de l'impact de la CER sur le coût global - € - par type de composante</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>AVEC CER</th> <th>SANS CER</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FRAIS GESTION</td> <td>25.551</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>ENERGIE</td> <td>982.625</td> <td>1.140.689</td> </tr> <tr> <td>RESEAUX&amp;T</td> <td>620.347</td> <td>628.345</td> </tr> </tbody> </table>		AVEC CER	SANS CER	FRAIS GESTION	25.551	0	ENERGIE	982.625	1.140.689	RESEAUX&T	620.347	628.345	<p><b>Estimation de l'impact de la CER sur le coût global - € - par type de composante</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>AVEC CER</th> <th>SANS CER</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FRAIS GESTION</td> <td>39.265</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>ENERGIE</td> <td>2.340.882</td> <td>2.972.705</td> </tr> <tr> <td>RESEAUX&amp;T</td> <td>885.150</td> <td>892.050</td> </tr> </tbody> </table>		AVEC CER	SANS CER	FRAIS GESTION	39.265	0	ENERGIE	2.340.882	2.972.705	RESEAUX&T	885.150	892.050
	AVEC CER	SANS CER																							
FRAIS GESTION	25.551	0																							
ENERGIE	982.625	1.140.689																							
RESEAUX&T	620.347	628.345																							
	AVEC CER	SANS CER																							
FRAIS GESTION	39.265	0																							
ENERGIE	2.340.882	2.972.705																							
RESEAUX&T	885.150	892.050																							

Ces indicateurs globalisés sont le résultat de décomptes mensuels intégrant les volumes, types de consommations (auto et allo consommations, heures pleines, heures creuses), conditions tarifaires et contrats fournisseurs de chaque participant.

Récapitulatif des montants (€) consolidés par phase, type de consommation et poste financier :

PHASE 1									
REEL k€ avec CER	auto- consommati on	allo- consomamti on	Total	REEL k€ sans CER	auto- consommation	allo- consomamti on	Total	Gain k€	Gain €/MWh
énergie	242	741	983	énergie	400	741	1.141	158	11,0 €
gestion	26	0	26	gestion	0	0	0	-26	-1,8 €
réseaux, OSP, accises	177	444	620	réseaux, OSP, accises	183	446	628	8	0,55 €
	<b>444</b>	<b>1.185</b>	<b>1.629</b>		<b>582</b>	<b>1.187</b>	<b>1.769</b>	<b>141</b>	<b>9,7 €</b>



# HOSPIGREEN ASBL

Hospigreen@ideta.be

Quai Saint Brice 35 à 7500 Tournai

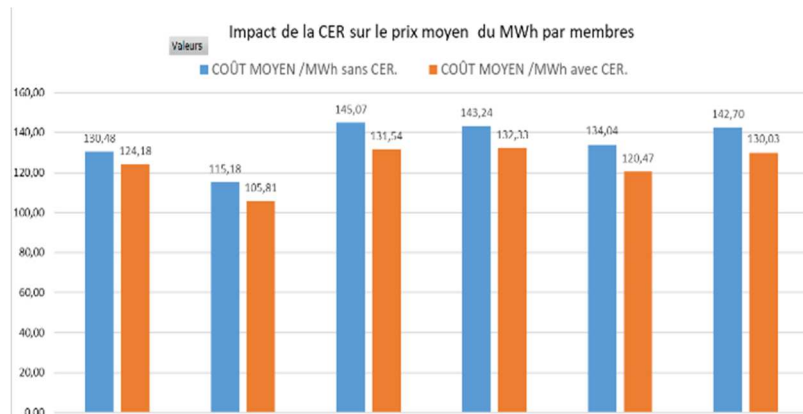
BCE 0757.672.542

PHASE 2									
REEL k€ avec CER	auto-consommation	allo-consommation	Total	REEL k€ sans CER	auto-consommation	allo-consommation	Total	Gain k€	Gain €/MWh
énergie	333	2.008	<b>2.341</b>	énergie	965	2.008	<b>2.973</b>	632	29,5
gestion	39	0	<b>39</b>	gestion	0	0	<b>0</b>	-39	-1,8
réseaux, OSP, accises	216	669	<b>885</b>	réseaux, OSP, accises	223	669	<b>892</b>	7	0,32
	<b>588</b>	<b>2.677</b>	<b>3.265</b>		<b>1.188</b>	<b>2.677</b>	<b>3.865</b>	<b>599</b>	<b>28,0</b>

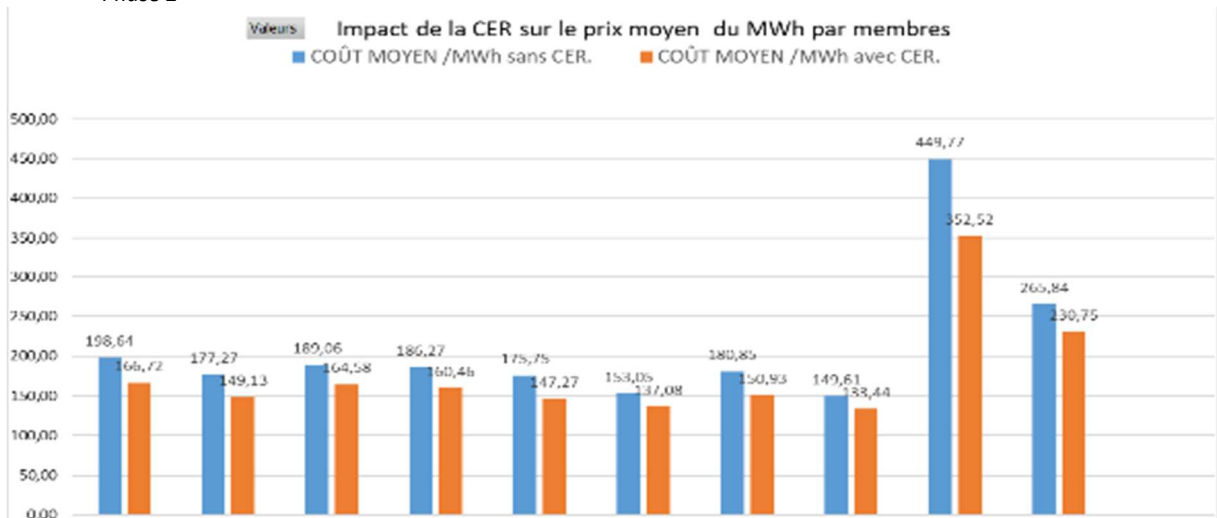
GLOBAL									
REEL k€ avec CER	auto-consommation	allo-consommation	Total	REEL k€ sans CER	auto-consommation	allo-consommation	Total	Gain k€	Gain €/MWh
énergie	574	2.749	<b>3.324</b>	énergie	1.364	2.749	<b>4.113</b>	790	22,1
gestion	65	0	<b>65</b>	gestion	0	0	<b>0</b>	-65	-1,8
réseaux, OSP, accises	393	1.113	<b>1.505</b>	réseaux, OSP, accises	406	1.115	<b>1.520</b>	15	0,42
	<b>1.032</b>	<b>3.862</b>	<b>4.894</b>		<b>1.770</b>	<b>3.864</b>	<b>5.634</b>	<b>740</b>	<b>20,7</b>

Ces coûts et indicateurs sont la résultante des gains réalisés par les différents membres, étant entendu que le plus gros consommateur donne la tendance des résultats de la CER. Tous les membres ont cependant bénéficié de l'opération :

Phase 1



Phase 2



## 9. Intérêt des participants et Enjeu sociétal du partage d'énergie

La consommation d'énergie verte reflète une attitude de bon père de famille soucieux de l'environnement et de l'épuisement des ressources en énergies fossiles. La consommation locale est également un enjeu sociétal fort impliquant une prise de conscience des méthodes de production, des coûts de transport et de l'identification des producteurs.

Les membres recrutés pour la CER ont partagé ces valeurs.

Tout au long du projet, ils ont suivi avec attention les résultats de la communauté, mais aussi plus particulièrement leur résultat individualisé. Ils ont ciblé premièrement l'aspect quantitatif permettant d'identifier/confirmer certains comportements de consommation énergivores (système de refroidissement, pics de consommation aux heures de repas en maisons de repos, ...). Les enseignements du projet leur permettent d'inclure ces réflexions dans les plans d'investissements futurs pour l'optimisation énergétique de leur entreprise.

Ils ont souhaité communiquer publiquement sur le projet au travers de plusieurs conférences de presse.

Les participants ont réalisé une économie importante par la consommation locale renouvelable dont le prix était déconnecté de celui du marché en période de crise. Les gains réalisés sont supérieurs aux attentes et pourront être réinvestis ultérieurement. Bien que le gain pécunier ne puisse représenter l'objectif premier de participation à une CER, un avantage comparatif de l'énergie locale doit demeurer perceptible, pour contrebalancer les risques et la lourdeur administrative qui encadrent l'opération.

Enfin, au-delà des avantages plus personnels, l'adhésion à une CER renforce la dynamique de communauté. Les membres ont par exemple été attentifs au suivi de l'affectation de l'énergie locale entre eux, afin de maintenir un équilibre et ne pas créer de disproportions inattendues. L'apport de nouveaux dispositifs de production d'énergie renouvelable dans le CER est également évoqué pour la continuité des opérations.

Les résultats du projet ont été accueillis favorablement, avec souhait de l'ensemble des participants de poursuivre le partage d'énergie et de maintenir l'asbl. Dans cet optique, l'analyse des critères géographiques, du statut des membres autorisés et du périmètre technique de la communauté sera effectuée au regard de la nouvelle législation mise en place par le Gouvernement wallon.

## 10. Réalisation des objectifs, points forts et faiblesses du projet pilote

Parmi les objectifs du projet pilote, on relève :

**Tester la mise en place, gérer, faire évoluer et évaluer une communauté d'énergie renouvelable créée en s'inspirant des dispositions introduites dans le Décret Electricité par les modifications du 02/05/2019 et des orientations européennes.**

Le projet pilote a permis de mettre en place une CER représentant 15GWh annuels de besoins de consommation, impliquant jusqu'à 10 membres, de la faire fonctionner durant 28 mois et la faire également évoluer selon 2 phases de mise en œuvre. Les enseignements qui en sont retirés sont multiples.

- Sur le plan juridique,
  - création d'une ASBL avec réflexion sur la teneur de ses statuts, organisation de son fonctionnement, gestion des organes sociaux et respect des obligations découlant du code des sociétés et des associations ;
  - contractualisations diverses avec les tiers tant pour l'approvisionnement des matières que pour la vente - avec détermination de prix contractuels d'équilibre permettant la viabilité de la CER ;
  - test du mécanisme de recrutement, d'adoption et validation de nouveaux membres ;
  
- Sur le plan administratif et financier,
  - Le rôle du délégué a été conforté par cette expérience, vu le degré d'expertise requis en matière administrative, de gestion et finance, droits d'accises, d'analyse des résultats énergétiques et préparation de rapports individualisés à destination des membres. Il exerce un rôle centralisateur au sein de la communauté ;
  - Détermination de la teneur réelle des prestations de gestion à rétribuer, étant entendu que le montant de rétribution devrait être défini par une formule tarifaire composée de variables issues du dimensionnement de la CER ;
  - Le projet a permis de déterminer et clarifier les flux de facturation à automatiser entre ORES, la CER et les fournisseurs, et la teneur des facturations réalisées par chacun d'entre eux ;
  - Mise en place d'une méthodologie de calcul des gains pour vérifier les effets incitatifs et les résultats financiers ; La prise de connaissance des résultats par les membres est un incitant à améliorer leurs processus de consommation ;
  - Identification des différents processus, flux et variables à intégrer dans l'analyse fonctionnelle pour le développement d'outils de gestion intégrés des CER ;
  - Nécessité d'intégrer les mécanismes sous-jacents aux CER dans les plateformes d'échange et les outils de gestion automatisés des acteurs du marché ;
  - difficulté pour les fournisseurs de disposer de prévisions claires d'allo-consommation, engendrant des coûts d'équilibrage potentiellement supérieurs ;
  - Evaluation par ORES de la lourdeur et disproportion éventuelle de frais de comptage forfaitaires qui seraient réclamés aux membres d'une CER ;
  - Identification des difficultés de gestion de trésorerie d'une CER ;
  
- Sur le plan technique, le projet a permis notamment
  - de mettre en évidence l'importance du dimensionnement préalable de la communauté afin d'engendrer des résultats viables (corrélation à établir entre le nombre de membres, les besoins de consommation, les sources de production locales disponibles)
  - de mettre en avant la question de la dégradation de « profile type » des allo-consommateurs auprès de leur fournisseur, impliquant notamment le risque de tarifs moins avantageux à leur égard et de facturation de frais complémentaires ;
  - de tester 2 mécanismes de répartition de l'électricité entre les membres auto-consommateurs et conclure en faveur de la clé dynamique proportionnelle qui optimise les flux de consommation de l'énergie locale ;
  - à ORES et au régulateur de marché de tester différentes tarifications réseaux, afin d'identifier le niveau incitatif requis et les délais nécessaires aux déplacements de charge pour une meilleure synchronisation de la consommation avec la production ;

- de confirmer les indicateurs que sont le taux d'auto-consommation et le taux de couverture pour le suivi de la CER ;
- de démontrer l'effet de la CER dans le calcul et la mesure des pointes ;
- de montrer la difficulté de procéder au déplacement physique des charges dans des délais courts ;

Le projet a par ailleurs permis de mettre en évidence une série de critères utiles quant aux évolutions législatives en matière d'auto-consommation collective et de promotion des circuits courts.

**Définir et tester un protocole d'échange des données entre la CER et le GRD (clés de répartition, comptages, frais de réseaux, ...) et évolution des outils technologiques du GRD aux communautés d'énergie.**

La collaboration entre ORES et le délégué a été réactive et efficace tout au long du projet. La transmission des données quart-horaire a été effectuée par échange de fichiers convertibles en format csv mis à disposition du délégué sur un serveur ftp.

Cette manière de procéder a fonctionné correctement dans le cadre de ce projet mais nécessite d'être industrialisée via le processus/plateforme de marché entre fournisseurs, GRD, délégués.

**Analyser l'optimisation des flux énergétiques et la synchronisation de la consommation avec la production par l'application d'une clé de répartition dynamique et la mise en place de dispositifs techniques permettant de piloter certaines installations chez les participants**

La répartition selon la clé dynamique proportionnelle a pu être testée et concluante en seconde phase du projet, lorsque les premiers éléments de flux et de partage étaient déjà bien maîtrisés. Il n'a pas été mis en œuvre de nouveaux dispositifs techniques permettant de réguler les flux de consommation au sein de la communauté. Cependant, en phase 2, la récupération des volumes du 'prosumer' a constitué une expérience intéressante pour déterminer les modes de rétribution et de fonctionnement technique pour la gestion des EAN.

**Disposer d'une expérience concrète et active permettant une meilleure connaissance des implications techniques et socio-économiques des opérations d'auto-consommation collective pour l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie**

Les enseignements du projet pilote sont riches pour les membres auto-consommateurs, pour le délégué et pour les différents partenaires au projet (fournisseurs, producteurs, GRD, entreprises IT, régulateur) qui ont suivi les opérations de mise en place, l'évolution des résultats et contribué à la résolution de certaines difficultés. Le tenue de comités de pilotages réguliers, d'une part, de conseils d'administration, d'autre part, a permis le suivi et la richesse des échanges du délégué avec les partenaires et avec les membres.

La multiplicité des mécanismes décrits ci-dessus a permis une implémentation large du concept de partage d'énergie pour alimenter au mieux les réflexions et identifier les difficultés qui rendraient à l'avenir de telles opérations non gérables.

Parmi les autres éléments à mettre en évidence, on retrouve :

**La lourdeur administrative sous-jacente à l'opération de partage :**

- la mise en place d'une CER nécessite un temps de préparation et des démarches préalables non négligeables ;

- sans disposer d'un outil de gestion approprié, les tableurs usuels sont utilisés pour effectuer les calculs de volumes et financiers, gérer les refacturations, créer des niveaux de consolidation multiples, gérer les adaptations (par exemple évolution des membres ou intégration du calcul des accises). Vu la complexité de certains mécanismes, il est indispensable de doter les CER d'un outil approprié qui facilite et fluidifie la gestion et leur permette d'identifier leur position par rapport au marché ;
- La redevabilité en matière d'accises nécessite une connaissance minimale de la législation et des mécanismes de déclaration auprès de l'Administration fédérale ;
- La gestion en matière de certificats verts nécessite également une connaissance minimale des mécanismes et processus de déclaration/perception auprès de l'Administration régionale ;

**Le manque de synchronisation et d'échange entre les acteurs de marché, fournisseurs et la CER ne permet pas au membre de disposer d'une information immédiate quant au total de ses factures :**

Les CER engendrent une complexité de traitement chez les fournisseurs et les différents acteurs du marché de l'énergie. Il est nécessaire d'intégrer complètement ce nouveau concept dans les outils et plateformes afin d'en diminuer la complexité.

**La satisfaction et l'engouement des membres participants au projet pilote.** Les membres ont confirmé le maintien de l'asbl et le souhait de reprendre/poursuivre la partage d'énergie sur base des nouvelles conditions légales dans les meilleurs délais. Ce projet leur a apporté la pleine conscience des nouveaux mécanismes de consommation d'énergie reposant sur le volet local et renouvelable. L'expérience a aussi démontré l'intérêt de la mesure, de la communication et la fourniture de rapports avancés pour mieux adapter ses comportements en tant que consommateur.

**En conclusion,**

Ce projet pilote constitue une expérimentation de terrain qui apporte des éléments constructifs et pertinents pour permettre le développement des communautés de partage d'énergie à plus grande échelle, et ainsi favoriser le déploiement local de nouveaux équipements de production renouvelable et soutenir la transition énergétique.

## **11. Annexes**

- 11.1. Décision de la CWaPE CD-20j15-CWaPE-0451 du 15/10/2020
- 11.2. Décision de la CWaPE CD-20i17-CWaPE-0465 du 17/12/2020
- 11.3. Décision de la CWaPE CD-21i30-CWaPE-0576 du 30/09/2021