

Mise en œuvre du projet pilote - Structure tarifaire réseau ACRus
« Auto Consumption in Real Estate for us »
du 01/04/2022 au 30/09/2023
RAPPORT de PROJET – phase 1

Introduction	2
1. Cadre législatif et autorisations du projet pilote ACRus	2
2. Objectifs du projet pilote	3
3. Périmètre de l’opération de partage	4
3.1. Configuration et occupation	4
3.2. Périmètre électrique et dimensionnement	4
4. Modalités de mise en œuvre du projet pilote	5
4.1. Phasage	5
4.2. Personne morale et délégué à la gestion du partage d’énergie	6
4.3. Méthodologie de comptage, dérogations et rôle du GRD	6
4.3.1. Dérogations	6
4.3.2. Méthodologie de comptage et procédure d’échange des informations entre ORES et le délégué et les fournisseurs	6
4.4. Tarification réseaux	7
4.5. Méthodologie de répartition de l’énergie locale entre les participants	8
4.6. Dérogation aux obligations relatives à la fourniture d’électricité	9
4.6.1. Accises	9
4.7. Règles de facturation	10
5. Récapitulatif des hypothèses du projet	11
6. Encadrement des entreprises dans la transition énergétique	11
7. Résultats énergétiques	12
7.1. Production et consommations de « ACRus »	12
7.2. Suivi des paramètres et indicateurs	14
7.3. Répartition de l’énergie verte entre les participants	15
7.4. Analyse des consommations par plages horaires et déplacement de charges	15
8. Résultats financiers	16
8.1. Coût des consommations	16
8.2. Evolution périodique du coût	18
8.3. Prix des consommations par plage horaire	19
9. Conclusion	19

Introduction

Le Projet pilote ACRus concerne la mise en œuvre d'une nouvelle structure tarifaire réseau pour les consommateurs au sein d'un bâtiment muni de panneaux photovoltaïques et occupé par des entreprises (PME), logées dans un Business centre ainsi que dans 3 halls relais industriels. Il vise l'implémentation d'un projet pilote regroupant des points de consommation en basse tension non résidentiels qui peuvent partager l'électricité produite localement et l'application d'une structure tarifaire réseau incitative au déplacement des consommations aux heures propices d'ensoleillement.

La CWaPE a autorisé ce projet pilote en mars 2022 en accordant les dérogations nécessaires aux règles de fonctionnement du marché de l'électricité et de tarification des réseaux.

Ce projet est porté par IDETA et les entreprises locataires de l'immeuble, en partenariat avec ORES, Engie-Electrabel, la CWaPe et Haulogy en tant que partenaire informatique. Il est réalisé dans la continuité des projets pilotes de communautés d'énergie renouvelables « e-Cloud¹ » et « Hospigreen² » précédemment menés à Tournai et dans les zones d'activités économiques d'IDETA.

Le projet s'inscrit 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. Il est destiné à apporter des enseignements concrets pour évaluer les mécanismes favorisant le déplacement de charges en Wallonie afin que les consommateurs prélèvent l'énergie renouvelable locale en circuit court au moment où elle est produite.

Le partage d'énergie locale « ACRus » est réalisé durant une période de 36 mois – en 2 phases - à dater d'avril 2022. Le présent rapport décrit les principes mis en œuvre durant la première période expérimentale (avril 2022 à septembre 2023) et les résultats observés à ce stade sur les plans techniques, administratifs, socio-économiques et juridiques.

1. Cadre législatif et autorisations du projet pilote ACRus

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 proposé, dès avril 2020, de mener un projet pilote de partage d'énergie afin de contribuer à l'évaluation des mesures favorisant l'auto-consommation et le déploiement d'infrastructures de production locale d'électricité partagée par des PME établies dans un parc d'activité économique. Plusieurs ajustements ont été nécessaires afin d'orienter le

¹ Décision de la CWaPE CD-19c21-CWaPE-0303

² Décisions de la CWaPE CD-20j15-CWaPE-0451 du 15/10/2020, CD-20i17-CWaPE-0465 du 17/12/2020, CD-20i17-CWaPE-0465 du 17/12/2020

2



projet sur l'application d'une grille tarifaire innovante étudiée par ORES pour stimuler la synchronisation entre la production locale et la consommation des entreprises relevant du réseau basse tension.

Les autorisations de la CWaPE, dérogations nécessaires aux règles de marché et tarifaires, ainsi que les principes de fonctionnement de la grille tarifaire et du partage d'énergie sont établis dans la **Décision CD-22c24-CWaPE-0639 du 24/03/2022**.

La phase 1 du projet pilote s'est déroulé parallèlement à 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*. Ce projet apporte aux institutions une expérience de terrain afin d'alimenter la réflexion sur les modalités pratiques d'exécution du partage d'énergie.

Au terme de la période expérimentale, au 31/03/2025, l'opération de partage pourra être poursuivie dans le respect du nouveau cadre législatif wallon dernièrement adopté (*Décret 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 relatif aux communautés d'énergie et au partage d'énergie*).

Le projet permet également à la CWaPE et à ORES de tester sur le site de démonstration ACRus la nouvelle méthodologie tarifaire réseau prévue pour la période régulatoire 2025-2029. Le premier projet de méthodologie tarifaire réseau prévoyait une grille avec quatre plages tarifaires avec des tarifs incitatives pour les plages de nuit et des heures solaires. Suite aux réactions pendant la consultation et la concertation de ce projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE a décidé de ne pas encore appliquer cette nouvelle grille de quatre plages. La CWaPE propose de peaufiner l'analyse d'ici le 15 juillet 2024 pour une mise en vigueur le 1^{er} janvier 2026. En attendant, le modèle de grilles pour les tarifs périodiques de distribution d'électricité n'est publié que pour l'année 2025 et ne comporte pas de tarif en quatre plages. Le projet ACRus sera donc un des projets alimentant l'analyse de la CWaPE et des GRD en testant la structure des quatre plages tarifaires.

2. Objectifs du projet pilote

Les objectifs généraux du projet pilote sont :

- Tester, dans le cadre d'une opération de partage d'énergie au sein d'un même bâtiment regroupant 5 points de consommation en basse tension non résidentiels, l'application d'une **structure tarifaire réseau novatrice** et incitative à la synchronisation entre la production locale solaire saisonnière et la consommation des PME établies au sein d'un parc d'activité économique ;
- **Analyse de flexibilité de la demande** : évaluer l'impact des dispositifs sur la volonté et capacité des consommateurs à déplacer leurs besoins en charge électrique ;
- Tester les **méthodes d'accompagnement des PME** dans la transition énergétique pour les aider à mieux synchroniser leurs consommations sur la production d'énergie solaire locale intermittente.

Plus spécifiquement, la phase 1 du projet a pour objectifs de tester une première grille tarifaire (voir infra) ; tester et valider des protocoles d'échange d'information fluides entre ORES et le représentant de l'opération de partage d'énergie ; sensibiliser les consommateurs pour optimiser

l'opération de partage et la consommation aux horaires incitatives ; vérifier si les consommateurs déplacent réellement leurs charges et évitent un surplus de la production.

3. Périmètre de l'opération de partage

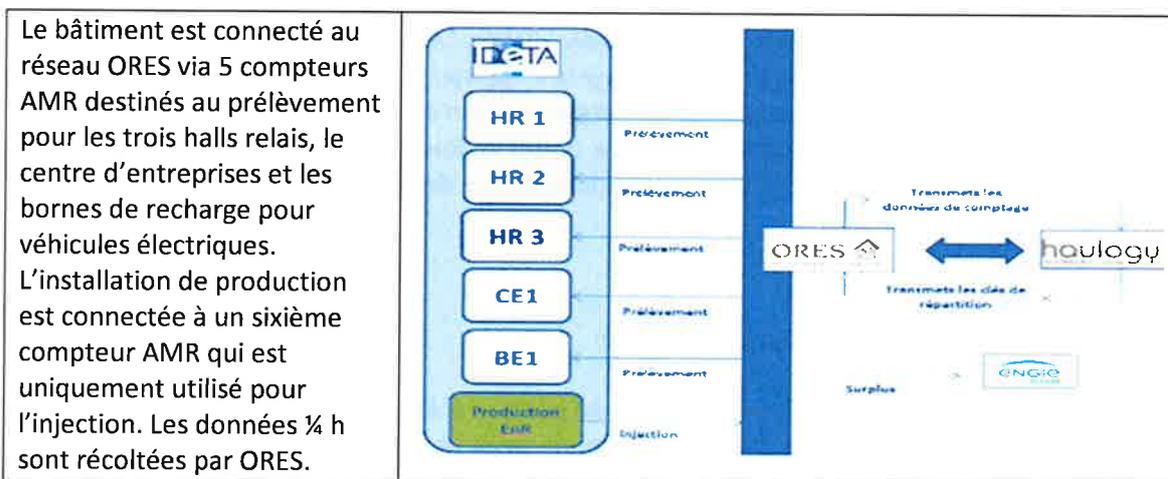
3.1. Configuration et occupation

Le bâtiment d'entreprises est situé à Péruwelz, à l'entrée de la zone d'activité économique Polaris. Il comporte un centre d'entreprise de 7 bureaux et salle de réunion, ainsi que 3 halls industriels d'environ 250 m² destiné à des PME. Le site est muni d'une borne de recharge pour véhicules électriques.



IDETA est propriétaire et gestionnaire de l'immeuble d'entreprises dans le cadre de sa mission de développement des zones d'activités économiques en Wallonie picarde et bénéficie de subsides régionaux à cet effet. Les halls relais sont loués à des PME et Start-up dont l'activité peut être encadrée par un service d'animation économique. Le principe des halls relais subsidiés implique que les entreprises locataires y bénéficient d'un tremplin au démarrage et sont hébergées pour des périodes limitées. Une certaine rotation est donc naturellement observée dans l'occupation de ces bâtiments.

3.2. Périmètre électrique et dimensionnement



Les besoins de consommation du bâtiment ont été estimés globalement à 175 MWh selon le tableau ci-dessous. Pour le centre d'entreprises, ORES disposait d'un historique complet (2021) tandis que pour les halls relais dépendant de la nature des potentiels locataires, un profil de type SLPS11 a été repris.

	Entreprise 1	Entreprise 2	Entreprise 3	Centre Entreprises
Consommation kWh	30000	42000	80000	23939
Electricité partagée kWh	9115	12761	24307	5880
Alloconsommation kWh	20885	29239	55693	18059
Pointe moyenne kW	5,95	8,32	15,86	5,96
Heures de nuit[%]	22,7	22,7	22,7	29,42
Heures solaires [%]	33,39	33,39	33,39	29,07

Heures du matin [%]	24,48	24,48	24,48	23,64
Heures du soir [%]	19,43	19,43	19,43	17,87

Le solde de la consommation nécessaire est pourvu à chaque instant via le réseau de distribution par les fournisseurs classiques auprès desquels les participants à l’opération maintiennent un contrat de fourniture d’électricité.

L’alimentation en énergie locale est assurée par une puissance installée de 68 kW issue d’une installation photovoltaïque de PV 66 kWc, d’un BiPV de 2 kWc en injection pure sur le réseau et d’une pile de 750 W connectée au centre d’entreprises.

L’étape de dimensionnement cruciale pour le calcul du partage d’énergie permet de calibrer les équipements de manière à estimer et minimiser l’injection sur le réseau de l’énergie excédentaire non autoconsommée. Elle permet également de ne pas concevoir une opération inintéressante du fait d’une quantité insuffisante d’énergie locale dédié à chaque participant.

Pour dimensionner précisément l’opération, des simulations ont été réalisées grâce aux données récoltées auprès d’ORES, aux profils SLP et a des données de production historique issues d’autres installations photovoltaïques.

Le taux d’autoconsommation (%ACC) et le taux de couverture (%COUV) sont définis comme les principaux indicateurs de suivi de la performance du partage d’énergie. 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 d’un sous-dimensionnement des équipements par rapport aux besoins.

Taux d’autoconsommation = $Q(ACC) / Q(PROD)$	Taux de couverture = $Q(ACC) / Q(Tconso)$
Avec	
Q (ACC) : quantité autoconsommée (MWh)	
Q (PROD) : quantité produite par les installations locales (MWh) et allouée à chaque participant	
Q (Tconso) : quantité totale consommée par les participants globalement et sur le réseau de distribution (MWh)	

Les simulations ont permis de viser un taux de couverture de 30%, (30-40% préconisés dans les conclusions des projet e-Cloud et Hospigreen) et un taux d’autoconsommation de 80% (selon une production escomptée de 950 kWh par kWc installé)

ESTIMATIF en base ANNUELLE	HR1	HR2	HR3	CE et borne	total
Total consommation MWh	30	42	80	24	176
Autoconsommation MWh	9	13	24	6	52
Allo-consommation MWh	21	29	56	18	124
Production MWh					65
Taux de charge photovoltaïque					10,8%
Taux de couverture					30%
Taux d’autoconsommation					80%

4. Modalités de mise en œuvre du projet pilote

4.1. Phasage

Le projet a été autorisé pour une période de 36 mois avec un phasage en 2 parties, afin de permettre la variation des grilles tarifaires et l’adaptation des participants.



Phase 1 : du 01/04/2022 au 30/09/2023 soit 18 mois

Phase 2 : du 01/10/2023 au 31/05/2025 soit 18 mois

4.2. Personne morale et délégué à la gestion du partage d'énergie

La **personne morale représentant l'opération de partage d'énergie** est **IDETA SC, propriétaire et gestionnaire** de l'immeuble d'entreprises et des équipements de production d'énergie verte. Les différents locataires, PME et start-ups, sont participants à l'opération via leur contrat de bail qui précise les modalités de participation au projet.

L'opération de partage a donc été englobée dans les différents métiers d'IDETA. En cela, elle n'a pas généré d'organes de gestion additionnels (ASBL, instances,...).

La gestion énergétique, contractuelle, administrative et financière du partage d'énergie a été **déléguée directement à IDETA** – échanges avec le GRD, déclaration, répartition et facturation des coûts d'énergie...

4.3. Méthodologie de comptage, dérogations et rôle du GRD

Le GRD ayant 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.

4.3.1. Dérogations

La CWaPE a autorisé ORES à déroger aux **règles habituelles de comptage**, en communiquant aux fournisseurs de marché désignés pour chaque point EAN, les volumes d'énergie résiduels établis sur base quart-horaire.

L'implémentation de tarifs réseaux novateurs spécifiques au projet permet à ORES et aux régulateurs de marché d'évaluer l'impact d'une tarification alternative sur le comportement des consommateurs basse tension non résidentiels en termes de déplacement de charge. Deux tarifications sont testées au cours du projet (voir infra).

La CWaPE a permis à ORES de déroger aux **règles de facturation**, en s'adressant directement à IDETA qui, elle-même, procède à la refacturation des frais de réseaux aux participants à l'opération de partage.

Les mécanismes dérogatoires aux règles habituelles du marché étant multiples et novateurs, ils ont été inscrits dans la convention de fonctionnement du 31/03/2022 établie entre IDETA et ORES.

4.3.2. Méthodologie de comptage et procédure d'échange des informations entre ORES et le délégué et les fournisseurs

La méthodologie de comptage implique le calcul de la compensation quart-horaire de l'énergie consommée avec celle produite localement pour permettre l'envoi mensuel des données d'auto-consommation au délégué, d'une part, et celles relatives aux consommations résiduelles aux fournisseurs du Marché, d'autre part. Les volumes auto-consommés sont répartis entre les membres de l'opération de partage par ORES selon le modèle de clé de répartition 'dynamique proportionnelle' (voir infra).

Le GRD travaille au déploiement d'**outils de comptage automatisés au niveau des flux d'acquisition interne et d'échange des données**. Un outil spécifique (outil #Dom) a été développé pour répondre aux besoins du projet-pilote. Depuis, une solution informatique permettant de répondre aux différentes impositions légales du nouveau décret a été développée (outil OLGA), afin d'être utilisée dans le futur.

Pour ce projet pilote, ORES ne communique que les volumes allo-consommés vers le Marché et le fournisseur d'énergie facture la commodité et les charges sur base de ces volumes. Ce fonctionnement s'écarte du nouveau décret wallon, où le fournisseur d'énergie doit facturer l'entièreté du tarif réseau sur base des volumes totaux.

Les échanges avec le délégué restent ici basés (comme pour le projet Hospigreen) sur une transmission mensuelle de fichiers CSV et XLS comprenant les relevés quart-horaire des EAN participants et les données de facturation. Ceux-ci permettent au délégué de vérifier le contenu des factures mensuelles transmises par mail, de compiler les taux de couverture, d'auto-consommation et de surplus, de vérifier la clé de répartition de l'énergie produite localement entre les participants.

4.4. Tarification réseaux

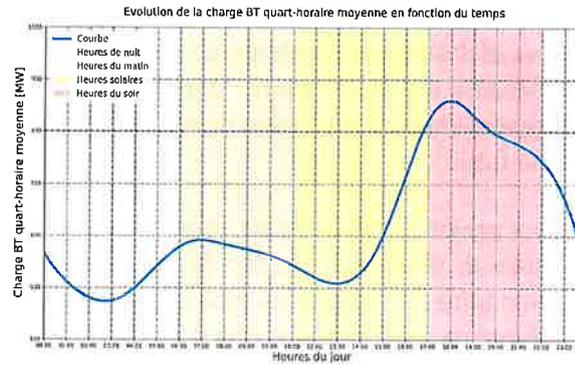
L'élément principal du projet ACRus réside dans la mise en application d'un **tarif réseau préférentiel incitatif à la consommation durant les périodes d'ensoleillement** en vue de tester le degré de flexibilité de la demande – basse tension non résidentielle. Dans la continuité des projets e-Cloud et Hospigreen, le tarif vise à vérifier la capacité de déplacement de charge utile pour le réseau. Contrairement aux projets précités, la tarification spécifique est appliquée à l'ensemble de la consommation du participant, qu'elle soit issue de la production locale ou du réseau. En effet, le projet vise à tester si le tarif réseau incitatif en période solaire aide à diminuer la congestion et la surtension parfois constatés dans le réseaux lors d'un pic de production d'énergie de source photovoltaïque.

ORES a élaboré, sur base de la courbe de consommations basse tension 2018-2020 (avec profils SLPS21, S22, S11), une **grille tarifaire répartie sur 4 périodes journalières** en appliquant, aux différentes plages horaires, un **coefficient tarifaire (ou tension) démultipliant les coûts d'utilisation** des réseaux aux heures d'affluence. Le coefficient multiplicateur est indicatif et non exact, en ce sens que la tension a été calculée pour le tarif de base de distribution, excluant certaines composantes³ (hors gestion du système, surcharges pour pensions et pertes).

La grille calibrée selon le potentiel de production saisonnière a été établie en assurant, par ailleurs, un équilibre financier si ce mécanisme devait s'appliquer de façon généralisée à la clientèle basse tension, avec pour objectif d'atténuer la pointe observée en début de soirée.

³ Pour détail, voir décision CD-22c24-CWaPE-0639 et ses annexes

Période	Horaire	Tension
Nuit	22h-6h	2
Solaire	11h-17h	1
Matin	6h-11h	4
Soir	17h-22h	5



Les éléments appliqués aux participants d’ACRus durant la phase 1 sont⁴ :

- .1. Tarif périodique pour l’utilisation du réseau de distribution comportant :
 - Tarif proportionnel établi sur 4 plages tarifaires résultant de l’application de la tension 2/1/4/5
 - Terme fixe (pour l’allo-consommation)
 - Obligations de service public, surcharges et soldes régulateurs légaux
 - Tarif pour service spécifique ACRUS couvrant frais additionnels de gestion et de comptage à hauteur de 440 €/an par participant
- .2. Tarif périodique de refacturation des coûts du réseau de transport comportant :
 - Tarif proportionnel établi sur 4 plages tarifaires résultant de l’application de la tension 2/1/4/5
 - Obligations de service public, surcharges et soldes régulateurs légaux
- .3. Application d’un tarif non périodique spécifique couvrant les frais de traitement dans le chef du GRD pour la création de l’opération de partage d’énergie (282 € pour 2 membres), ajout d’un membre (36 €) ou modification des clés de répartition (36 €) ;
- .4. Basse tension sans mesure de pointe, quelle que soit la puissance de raccordement

4.5. Méthodologie de répartition de l’énergie locale entre les participants

Le projet Hospigreen a démontré que la **clé de répartition « dynamique proportionnelle » - calculée ex-post** à la fin de chaque période mensuelle selon les besoins de consommation réels des participants - permet d’optimiser la consommation quart-horaire de l’énergie locale. Ce type de clé a été retenu pour ce projet. Il est également pertinent vu l’absence d’historiques de consommation des halls relais dont des activités de production varient au cours des locations.

Au terme de chaque quart d’heure, les besoins en électricité de chaque consommateur sont donc rapportés au total des besoins de consommation de l’ensemble des participants. Le pourcentage ainsi obtenu est appliqué à la production verte produite localement. L’énergie allouée à chaque participant reste toutefois plafonnée au maximum de ses besoins personnels.

$$\% \text{ d'affectation }_{\text{participantP}} = \frac{\text{Total consommation }_{\text{participantP}}}{\text{Total consommation de tous les membres}}$$

$$\text{Energie allouée }_{\text{participantP}} = \max (\% \text{ d'affectation }_{\text{participantP}} \times \text{énergie locale produite ; total consommation }_{\text{participantP}})$$

⁴ Publié par ORES pour le projet pilote et détaillé dans la décision CWaPE CD-22c24-CWaPE-0639

4.6. 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 au sein du même bâtiment n'est pas considérée, dans ce projet, comme une fourniture d'électricité sur le **plan régional**. Cela induit l'exonération de certaines obligations dont notamment la restitution des certificats verts visée au *Décret Electricité*⁵. Ce droit représente un montant de 27-28€/MWh pour le consommateur.

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

4.6.1. Accises

La question de la soumission de l'opération de partage a été soumise par la CWaPE aux autorités fédérales en octobre 2022. Celles-ci ont confirmé le statut de « distributeur d'électricité » d'IDETA selon la Loi Programme du 27/12/2004⁶ qui stipule 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 consommateur⁷.

Les exonérations⁸ visant la consommation des énergies renouvelables ne valent que pour l'électricité qui n'est pas prélevée sur le réseau de distribution et ne s'appliquent pas aux nouveaux mécanismes de consommation et de partage. IDETA est donc soumise aux obligations dont celle de déclarer et payer les droits.

Le délégué a procédé aux formalités d'enregistrement par l'introduction du formulaire de demande en date du 13/12/2022. L'attestation de « distributeur d'électricité » a été délivrée en janvier 2023, moyennant contrôle de la caution déposée préalablement par le délégué. Les droits ont été régularisés à dater du 01/04/2022. Ils sont calculés et déclarés mensuellement par le délégué, et refacturés aux locataires.

L'évaluation du montant dû a soulevé la question des taux et du calcul des accises⁹. A ce titre, la méthode de la « somme annuelle glissante » visée dans la circulaire a été retenue afin d'affecter les consommations mensuelles aux différentes tranches de taxation. Les taux de l'accise spéciale repris sont ceux des consommateurs professionnels dont le régime de puissance est inférieur à 1 kV. La cotisation énergie est également d'application.

Ce point engendre de la complexité, une lourdeur administrative, un impact sur la trésorerie par l'avance nécessaire de la caution (2 mois d'accises). Par ailleurs, la méthodologie des taux dégressifs par tranches et la scission des accises redevables sur l'auto-consommation, d'une part, et sur l'allo-consommation par le fournisseur Marché, d'autre part, crée une pénalité au consommateur. La somme des deux droits calculés peut s'avérer plus onéreuse si la consommation totale permet le

⁵ 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

⁶ CHAPITRE XVIII. - La taxation des produits énergétiques et de l'électricité

⁷ 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).

⁸ Article 429, § 2, b) et d)

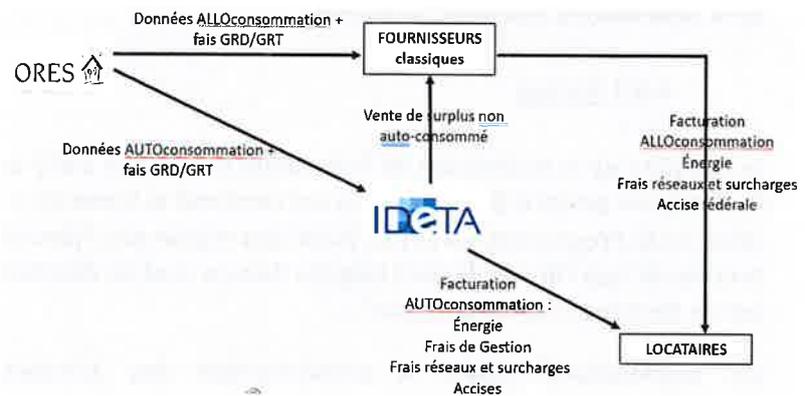
⁹ Voir circulaire 2022/C/29 - Code Produits énergétiques et électricité.

passage à des tranches de taux plus faibles. Vu la faiblesse des volumes concernés, la différence est cependant marginale pour ce projet pilote.

4.7. Règles de facturation

Les occupants de l'immeuble reçoivent mensuellement **2 factures d'énergie électrique** : la première est émise par IDETA pour l'énergie auto-consommée et la seconde est la facture émise par le fournisseur Marché choisi pour satisfaire la consommation complémentaire à l'énergie locale.

Ce schéma est applicable aux locataires des halls relais tandis que les locataires du centre d'entreprises bénéficient quant à eux d'un tarif 'all inclusive' intégrant d'emblée toute charge d'électricité et de gestion.



Par dérogation, les frais de réseaux de distribution et de transports pour la proportion auto-consommée sont facturés directement par ORES au délégué qui les répercute en cascade.

Contrairement à ce qui est prévu dans la nouvelle réglementation wallonne en matière d'activité de partage d'énergie, les factures émises par IDETA aux locataires des halls relais reprennent l'ensemble des coûts liés au volume auto-consommé :

- Coût de la commodité (électron) au prix défini dans le contrat de bail (montant de base 80€/MWh indexable)
- Frais de réseaux individuels réels tel que facturés par ORES à IDETA
- Frais de gestion de 5€/MWh (indexable)
- Cotisation énergie et droit d'accise spécial dû sur la consommation d'électricité pour une consommation professionnelle inférieure ou égale à 1 kV (1.9261 €/MWh et 14.21€/MWh pour la tranche supérieure)
- Assujettissement à la TVA des postes requis

L'opération de facturation est donc plus complexe et plus lourde pour le délégué qui endosse également le risque de trésorerie.

Vu la disponibilité de trésorerie suffisante auprès du délégué, il n'a pas été nécessaire d'envisager la perception d'acomptes mensuels. Les factures sont donc émises fin de mois directement sur les données réelles.

A ce stade, les fournisseurs de l'allo-consommation ont facturé l'énergie complémentaire aux membres sans répercuter les coûts additionnels administratifs liés au projet ou appliqué un tarif spécifique à la dégradation des profils de consommateur suite à l'existence du partage d'énergie.

5. Récapitulatif des hypothèses du projet

PHASE 1 : de 04/2022 à 09/2023	
Cadre dérogatoire	<ul style="list-style-type: none"> CD-20j15-CWaPE-0451 modifiée par la décision CD-20117-CWaPE-0465 Pas de redevabilité du quota de certificats verts
Production locale verte	<ul style="list-style-type: none"> Site photovoltaïque (68 kWc)
Participants - consommateurs	<ul style="list-style-type: none"> Un centre d’entreprises composé de 7 bureaux 3 Halls relais occupés par des PME /Start-up Une borne de recharge pour véhicules électriques
Allocation de la production locale	Clé de répartition dynamique calculée ex-post selon les besoins de consommation réels des participants
Besoin total en Electricité du bâtiment	175 MWh/an
Règles tarifaires réseaux spécifiques	<ul style="list-style-type: none"> Profil basse tension non résidentiel sans mesure de pointe 4 plages horaires en ‘tension’ avec un tarif favorisant la synchronisation de la consommation avec les heures propices d’ensoleillement Ajout d’un tarif périodique ACRus pour frais de service spécifiques Ajout d’un tarif non périodique pour constitution et modification de l’entité de partage Application du tarif spécifique à l’énergie auto et allo-consommée, peu importe son origine
Facturation des participants	<ul style="list-style-type: none"> Allo-consommation par le fournisseur Marché Autoconsommation par le bailleur représentant l’opération de partage Chacun facture l’ensemble des frais propres à sa part des consommations ((commodité, frais réseaux, frais de gestion, accises, surcharges)

6. Encadrement des entreprises dans la transition énergétique

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. IDETA s’est rapidement positionnée sur le développement de projets pilotes de partage d’énergie afin de pouvoir l’expérimenter sur ses sites et contribuer ainsi à faire évoluer le cadre permettant le partage d’énergie en Wallonie.

Avec sa filiale dédiée aux accompagnements économiques Entreprendre. Wapi, IDETA assure le suivi du projet auprès des locataires pour les sensibiliser aux tarifs réseaux favorables aux heures solaires et induire la réflexion sur les possibilités de synchronisation de leurs consommations électriques. Les éléments suivants sont à prendre en compte dans cette activité de sensibilisation :

- Organisation d’une séance d’informations à destination des membres du centre d’entreprises : moins d’influence possible car les bureaux sont loués « charges comprises » mais le but était de sensibiliser les occupants au fait qu’ils participent à un projet pilote innovant. Il leur été demandé de privilégier leur consommation aux heures solaires.
- Les occupants des Halls-Relais ont, quant à eux, été rencontrés individuellement. D’une part, pour leur expliquer le projet au moment de la signature du bail et d’autre part, pour

assurer le suivi de leur consommation au sein de ce projet d’autoconsommation (quand pertinent) et leur expliquer le système de double facturation.

- Il est important de mentionner que nous avons dû faire face à plusieurs mois de vide locatif ainsi qu’à une rotation locative plus importante qu’habituellement dans ce type de halls-relais, comme l’indique le tableau ci-dessous.
- Seule le Hall-relais N°1 correspond à une vraie activité de production industrielle artisanale. Les 2 autres, occupés en alternance s’apparentaient plus à du stockage et bureau qu’à des activités industrielle consommatrice.
- Mise en place d’un système d’import des données ORES pour visualisation des différents indicateurs dans Solaris.
- Accès à l’outil Solaris notamment pour la locataire du hall-relais N°1.
- Réunions spécifiques locataires des HR avec un rapport de ses données et une analyse chiffrée de sa consommation et calcul de leurs gains pécuniers réels individuels.
- Consignes occupation bornes électriques : pour les différents locataires, une information a été donnée sur les moments de recharge à privilégier. A ce stade-ci, aucun incitant de prix n’a été mis en place. Il serait intéressant, pour la suite du projet, de voir dans quelle mesure le tarif réseau effectif pourra être répercuté sur le client qui utilise la borne de recharge, afin d’augmenter le taux d’auto-consommation / autosuffisance.
- Le tableau ci-dessous montre un récapitulatif d’occupation des Halls-relais : on voit le turnover important dans les halls relais, avec des vides locatifs. Seuls le Hall-relais N°1 (référence interne 8350-B501) a gardé le même locataire.

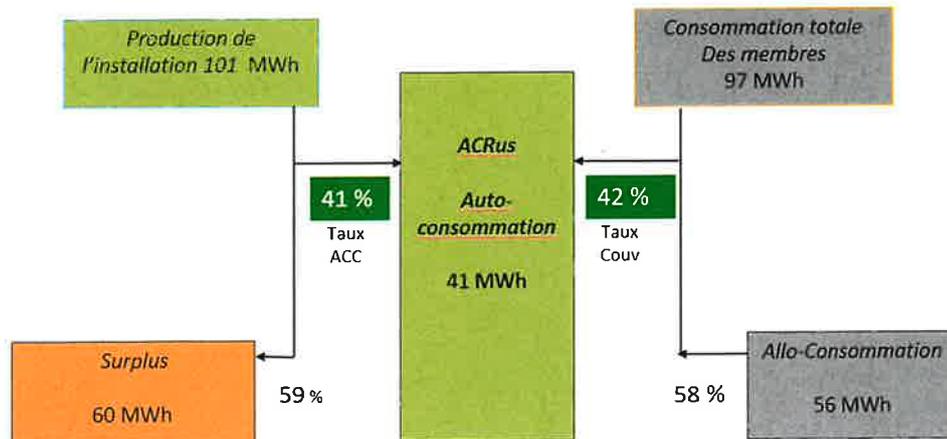
HALL-RELAIS	DE	A	LOCATAIRE	MOIS D'OCCUPATION EN PHASE 1
N°1 (8350-B501)	04-22	10-24	H1-L1	18 mois
N°2 (8336-B502)	04-22	04-22	H2-L1	1 mois
	05-22	10-22	Vide locatif	5 mois
	11-22	07-23	H2-L2	8-9 mois
N°3 (8381-B503)	04-22	04-22	H3-L1	1 mois
	05-22	05-22	Vide locatif	1 mois
	06-22	03-23	H3-L2	9 mois
	03-23	05-25	H3-L3	6 mois

7. Résultats énergétiques

7.1. Production et consommations de « ACRus »

Entre le 01/04/2022 et le 30/09/2023, les occupants de l’immeuble ont consommé 97 MWh dont 41 MWh en autoconsommation et 56 MWh auprès du réseau d’alimentation classique. 42% des besoins ont été satisfaits par l’autoconsommation (> 30% simulés) tandis que seulement 41% de la production locale a pu être absorbé (< objectif taux d’autoconsommation 80%)

En termes de production, l’installation photovoltaïque a fourni 101 MWh sur les 18mois, ce qui représente un taux de charge photovoltaïque de plus de 11%, soit la norme supérieure. L’IRM a recensé pour l’année 2022, une insolation exceptionnellement excédentaire où tous les mois furent supérieurs aux normales, exceptés janvier, septembre et décembre. Pour les 3 premiers trimestres de 2023, l’Institut mentionne un ensoleillement normal et excédentaire en juin.

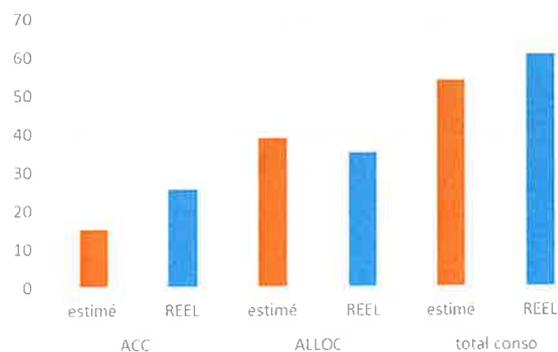


Le taux de surplus élevé par rapport aux simulations de base – et l'impact sur les 2 autres taux - s'explique principalement par un déficit de consommation et/ou de consommateurs dans les halls relais 2 et 3 : vide locatif et locataires passagers sans démarrage d'une réelle activité industrielle consommatrice.

ESTIMATIF en base ANNUELLE	HR1	HR2	HR3	CE et borne	total	HR1, CE et borne
Total consommation MWh	30	42	80	24	176	54
Auto-consommation MWh	9	13	24	6	52	15
Allo-consommation MWh	21	29	56	18	124	39
production MWh					65	
taux de charge photovoltaïque					10,8%	
taux de couverture					30%	
taux d'auto-consommation					80%	
REEL en base ANNUELLE	HR1	HR2	HR3	CE et borne	total	HR1, CE et borne
Total consommation MWh	15	1	3	46	65	61
Auto-consommation MWh	6	0	1	20	27	26
Allo-consommation MWh	9	1	2	26	37	35
% réalisation	HR1	HR2	HR3	CE et borne	total	HR1, CE et borne
Total consommation MWh	49%	3%	4%	192%	37%	112%
Auto-consommation MWh	66%	4%	6%	333%	53%	170%
Allo-consommation MWh	42%	2%	3%	146%	30%	90%

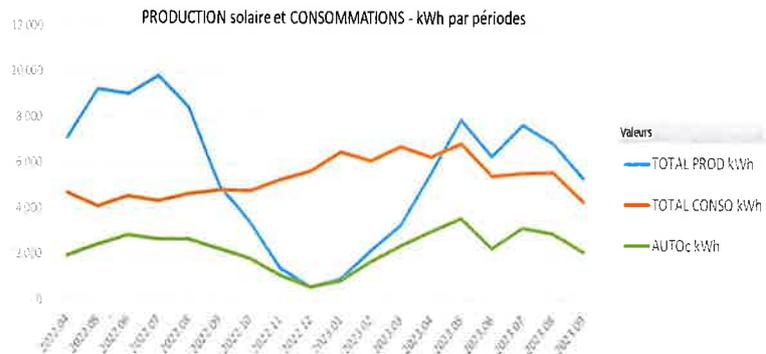
Les consommations du halls relais 1 sont à +/-50% des estimations prévues, avec une auto-consommation supérieure aux simulations. Le centre d'entreprises et la borne présentent des consommations supérieures (192%) par rapport aux historiques, expliqué notamment par l'utilisation plus importante de la borne.

Consommations MWh, HR1, CE et borne

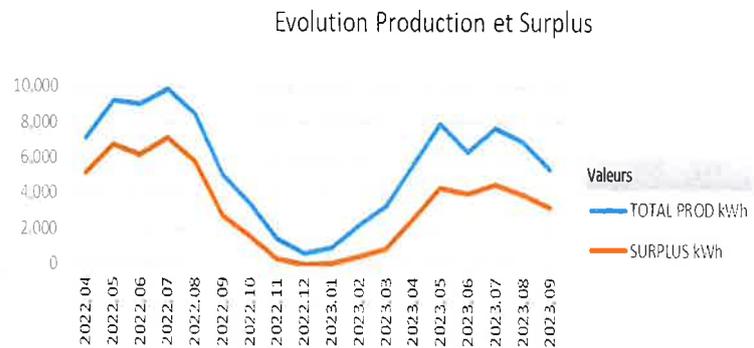


7.2. Suivi des paramètres et indicateurs

L'évolution mensuelle de la production et des consommations du bâtiment laisse transparaître la forte saisonnalité de la production solaire tandis que la production totale reste plus ou moins stable, avec une légère croissance au printemps 2023.



La production était plus importante durant l'été 2022 que durant l'été 2023, alors que la demande était plus importante en 2023.



L'effet saisonnier crée une forte variabilité du taux de surplus.

L'évolution de taux de couverture suit la courbe saisonnière.



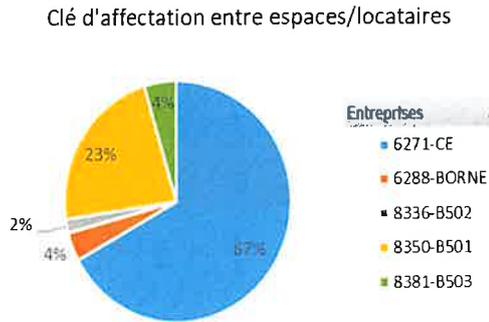
Le taux d'auto-consommation était supérieur en été 2023, du fait de la production moindre et d'une demande supérieure.

Dans les espaces occupés, on observe un taux d'auto-consommation supérieur sur la borne, du fait de la recharge par les locataires en journée exclusivement.

Le centre d'entreprises dispose du moins bon taux probablement du fait de son équipement HVAC difficilement modulable par plages horaires.

	TOTAL CONSO kWh	TOTAL PROD kWh	AUTOc kWh	ALLOc kWh	TAUX-COUV	TAUX-ACC	TX-SURPLUS
6271-CE	65.108	72.831	27.528	37.580	42,3%	37,8%	62,2%
6288-BORNE	3.731	2.478	1.826	1.905	48,9%	73,7%	26,3%
8350-B501	22.049	19.772	8.962	13.087	40,6%	45,3%	54,7%

7.3. Répartition de l'énergie verte entre les participants



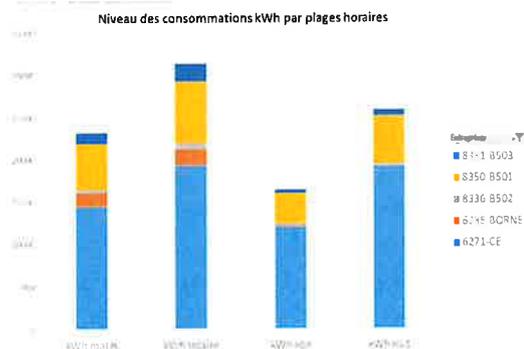
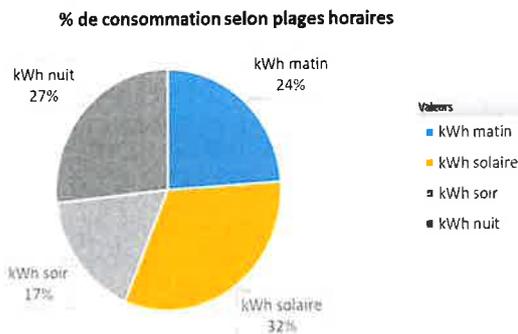
L'utilisation d'une clé de répartition de l'énergie verte dynamique calculée en fin de mois a permis de réduire l'impact sur le taux de surplus, même si celui-ci est resté élevé en raison de la faiblesse des consommations dans 2 halls relais.

La répartition de l'énergie suit proportionnellement les besoins des différents espaces locatifs.

7.4. Analyse des consommations par plages horaires et déplacement de charges

La répartition des consommations du bâtiment selon les 4 plages horaires et leur proportionnalité est schématisée ci-dessous. Pour rappel, les pourcentages ne correspondent pas à un nombre d'heures équivalent par plage horaire (matin= 5 heures, solaire= 6 heures, soir= 5 heures, nuit= 8 heures).

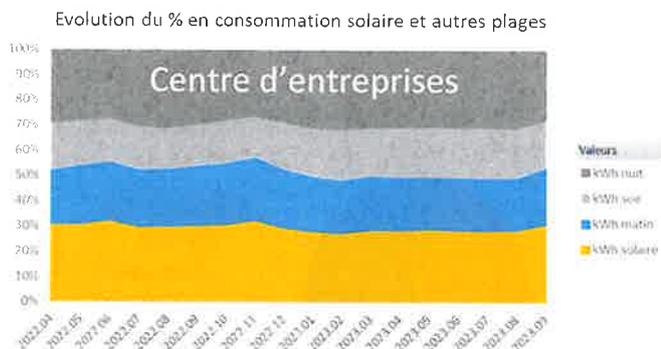
La consommation en heures solaires reste la plus représentative mais elle est inhérente aux heures d'ouverture de bureaux et entreprises.



Concernant la charge de consommation aux heures solaires, en termes d'évolution, on n'observe pas de réel effet modificatif/incitatif de la grille tarifaire au cours de la première période du projet.

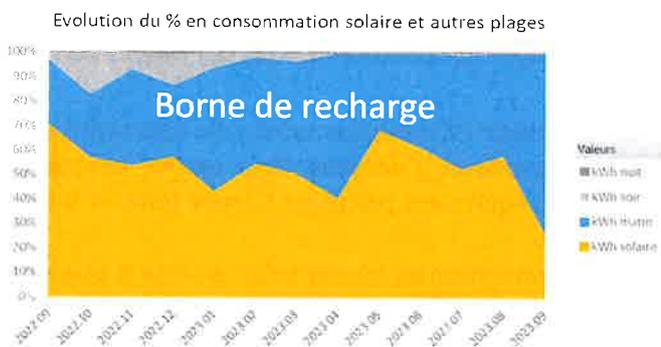
Il est important à rappeler que le tarif réseau est plus bas à l'heure solaire, puis un peu plus cher en horaire de nuit, mais reste bien plus cher en horaire du matin puis du soir. Par contre, le prix de l'électricité est meilleur marché si elle est autoconsommée, c'est-à-dire consommée aux heures où l'électricité est produite par les panneaux photovoltaïque d'IDETA. Cela correspond aux horaires solaires (équivalent au tarif réseau le moins cher) mais également aux horaires du matin (un tarif réseau cher).

Pour le centre d'entreprises (voir le graphique à droite), la proportion de sa consommation aux heures solaires demeure constante autour de 30%. La consommation aux heures de nuit sont aussi constamment vers 30%. Cela fait donc 60% de consommation aux horaire tarifaire les plus incitants.

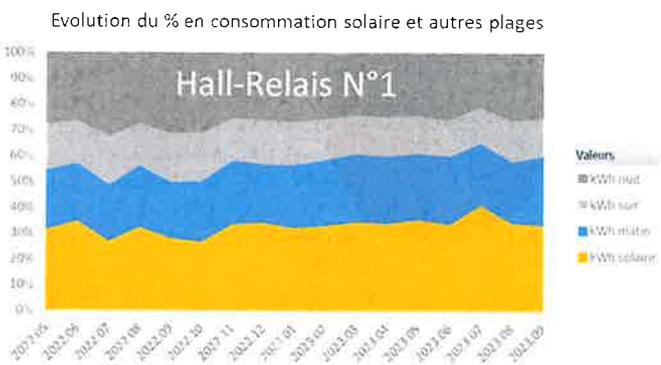


Pour la borne de recharge, à dater de sa mise en service en septembre 2022, la majorité des consommations s'opère en journée, et le matin.

Cela est inhérent à la présence des locataires de l'immeuble et au nombre de véhicules qu'ils doivent recharger, ainsi que leurs possibilités de chargement en journée selon les déplacements professionnels.



Pour le locataire installé dans le hall-relais n°1, qui a une activité de production industrielle, on n'observe pas de réelle tendance à l'augmentation de la proportion des consommations aux heures solaires.



8. Résultats financiers

L'opération de partage étant tout d'abord une opération collective, il importe de communiquer les résultats financiers globaux du projet ACRus. Néanmoins, l'information propre donnée à chaque participant contribue à motiver personnellement et permet l'amélioration des comportements individuels. Ce rapport ne reprend que les résultats financiers collectifs.

8.1. Coût des consommations

Pour rappel, les composantes du coût de l'autoconsommation et prix pratiqués par ACRus sont reprise au point '4.7 règles de facturation'.

Les résultats calculés reflètent le **coût réel de l'autoconsommation et les gains réalisés, et ce peu importe l'émetteur de la facture et/ou des flux de trésorerie**. Il s'agit d'indicateurs financiers synthétiques qu'il est difficile pour le consommateur de réconcilier lorsque plusieurs factures, avec ou sans acompte, et portant sur des périodes éventuellement différentes lui sont communiquées.

Sur base des différents contrats périodiques de fourniture des participants, et des 4 plages de consommation avec leur tarifs et volumes respectifs, le MWh électrique a coûté en moyenne aux occupants du bâtiment 355 €/MWh, contre 410 €/MWh si l'ensemble de la consommation avait dû être achetée auprès du Marché.

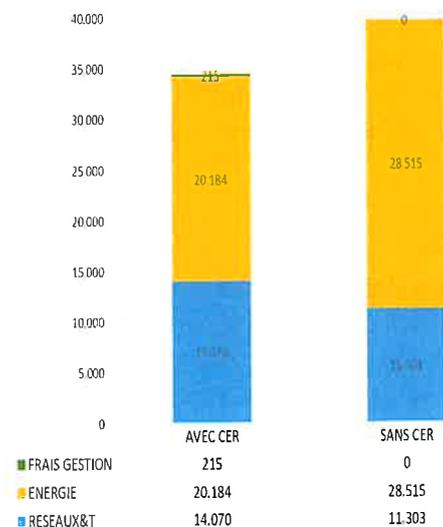
Résultat effectif réel – phase 1 – AVEC et SANS partage d'énergie

€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL
prix moyen consommation globale	355	410
prix moyen allo-consommation	409	403
prix moyen auto-consommation	281	419

Le gain moyen des consommateurs de 55€/MWh est réalisé exclusivement sur le coût de la commodité, tandis que les frais de réseaux ont été supérieurs au tarif normal, en raison de l'application du tarif périodique de 440 €/an par participant spécifique à ACRus.

Ce coût forfaitaire supplémentaire grève le résultat sans permettre la visibilité sur l'impact du tarif incitatif par plage horaire.

Aussi, le résultat a été recalculé sans les surcharges additionnelles de frais réseaux :



Volume financier de la consommation totale

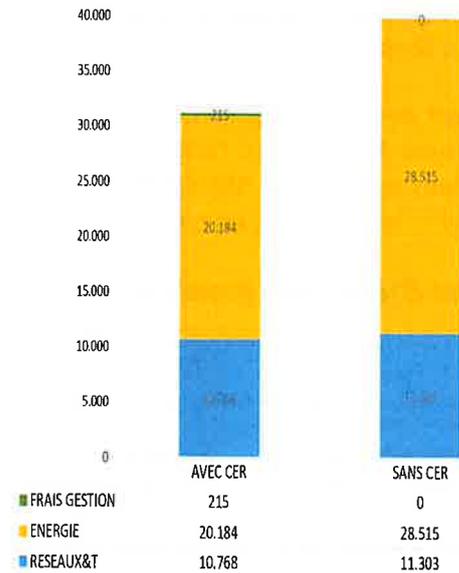
- (allo+auto) réparti par poste
- Frais de gestion de l'opération de partage
- Commodité (et quotas CV)
- Frais réseaux, surcharges et accises

Résultat adapté – phase 1 – AVEC et SANS partage d'énergie

€/MWh	AVEC PARTAGE	SANS PARTAGE
	LOCAL	LOCAL
prix moyen consommation globale	321	410
prix moyen allo-consommation	409	403
prix moyen auto-consommation	201	419

Dans ce cas, le coût moyen de la consommation globale des participants est de 321 €/MWh (contre 410 € sans opération de partage).

Le tarif réseaux a engendré une réduction de coût de 5.5 €/MWh et le prix de la commodité locale a engendré une réduction de coût de 83.5 €/MWh, tous types de consommations confondus.



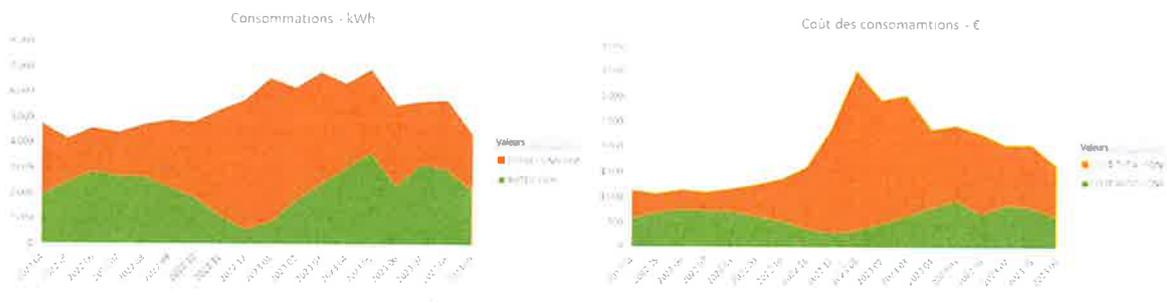
Deux éléments influencent ce résultat. Premièrement, il englobe en 18 mois 2 périodes estivales durant lesquelles la quantité produite, allouée et auto-consommée à bien moindre coût a été plus conséquente, vu le fort impact saisonnier. Deuxièmement, l'électron des contrats Marché en 2022 (et 2023 selon les types de contrats) était particulièrement onéreux en raison de la crise énergétique.

Les frais de gestion à 5€/MWh auto-consommés sont insignifiants et ne permettent pas de couvrir les frais de gestion. Leur formule tarifaire nécessite d'être déterminée en fonction du dimensionnement technique et des taux d'auto-consommation attendus.

8.2. Evolution périodique du coût

Le graphique suivant représente, d'une part, le volume des consommations, et d'autre part, le coût de ces mêmes consommations. On remarque que l'augmentation des consommations en hiver crée une augmentation de coût plus que proportionnelle, du fait d'un écart de prix important entre l'électron Marché et celui qui est auto-consommé.

Par sa déconnection au Marché, l'électron local permet de lisser les coûts du prix de l'auto-consommation. La facture de celle-ci ne varie qu'avec les volumes.



8.3. Prix des consommations par plage horaire

Le prix total de l'énergie est difficilement comparable par plage horaire car, pour la commodité, la définition classique des plages heures pleines/heures creuses (horaire et jours/week-ends) ne coïncident pas nécessairement pour l'auto-et l'allo-consommation. Aussi, seule la composante 'Réseaux' appliqué (avec surcharges et accises) a été comparée ci-dessous.

	Solaire	Soir	Nuit	Matin
Répartition des consommations par plage horaire	32%	17%	27%	24%
Répartition du coût 'Réseaux' ¹⁰ par plage horaire	22%	25%	23%	30%
Coût moyen 'Réseaux' ¹¹ par plage horaire	74 €/MWh	162 €/MWh	97 €/MWh	140 €/MWh

Il sera intéressant de comparer ces données avec celle du nouveau tarif réseaux davantage incitatif appliqué en phase 2.

Pour dégager également l'impact du prix de la commodité par plage horaire, un outil de gestion plus perfectionné compilant le chevauchement des différentes plages d'auto- et d'allo-consommation (soit 8 plages dans ce cas) serait nécessaire.

De tels éléments sont à considérer pour le développement des futurs outils de gestion automatisés des Communautés et partage d'énergie, dont la flexibilité doit permettre de fournir au consommateur final des données globalisées en indicateurs clefs. Parmi ceux-ci, le gain effectif réalisé par période de consommation est un incitant potentiel en faveur du déplacement de charge.

9. Conclusion

Durant la phase 1 du projet pilote ACRus, IDETA a mis en place, avec ORES et les fournisseurs Marché, les éléments permettant d'assurer les comptages et différentes facturations du projet.

En termes de résultats énergétiques, le taux de surplus a été très important vu l'absence de consommations dans 2 halls relais. Pour les autres occupants, on constate un fort impact de la production saisonnière sur l'auto-consommation, et par conséquent l'évolution du coût de l'électron. Un gain financier a été enregistré par les participants, exclusivement généré par le prix de la commodité locale, tandis que les frais réseaux payés ont été supérieurs à la normale en raison de l'application d'une surcharge périodique de frais de gestion et de comptage.

Au cours de la période testée, la grille tarifaire appliquée n'a pas démontré de réelle évolution des déplacements de charges, reflétant la difficulté de réorganiser les processus de production et d'organisation du travail. Un potentiel de flexibilité plus important réside dans l'utilisation de la borne de recharge et sera davantage analysé en phase 2.

Le projet se poursuit jusqu'au 31/03/2025 avec les mêmes dérogations et règles de fonctionnement mais sur base d'une nouvelle grille tarifaire.



Olivier Bontems
Directeur
Energie et Solutions Durables

¹⁰ Frais réseaux de distribution et transport, et surcharges et accises sont repris dans la composante 'Réseaux' calculée.

¹¹ Frais réseaux de distribution et transport, et surcharges et accises sont repris dans la composante 'Réseaux' calculée.