

## Mise en œuvre du projet pilote - Structure tarifaire réseau ACRus

### « Auto Consumption in Real Estate for us »

#### RESUME de projet

Le projet pilote ACRus (Auto Consumption in Real Estate for us), mené entre avril 2022 et mars 2025 à Péruwelz, visait à tester deux modèles de tarification réseau incitative pour favoriser le partage d'énergie solaire dans un même bâtiment d'entreprises. L'objectif était d'évaluer si de telles mesures pourraient être généralisées dans la méthodologie tarifaire des GRD et contribuer à limiter les besoins d'investissements massifs requis sur les réseaux.

Le projet autorisé par la CWaPE dans le cadre d'une dérogation réglementaire a donc été suivi par le gestionnaire de réseau, IDETA et les différents fournisseurs de l'énergie résiduelle désignés par les entreprises participantes. Le bâtiment en question, qui regroupe un centre d'entreprises, trois halls relais et une borne de recharge pour véhicules électriques, est doté d'une installation photovoltaïque de 68 kWc tandis que les besoins de consommations étaient estimés à 175 MWh/an. Le projet visait un taux d'autoconsommation de 80 % et un taux de couverture de 30 %, tout en évaluant la flexibilité des utilisateurs à adapter leur comportement en termes de besoins énergétiques.

La première phase tarifaire (avril 2022 – septembre 2023) reposait sur une grille à quatre plages horaires (nuit, matin, solaire, soir) appliquant des coefficients tarifaires différenciés (avec effet multiplicateur) pour inciter les entreprises à consommer davantage pendant les heures les plus propices d'ensoleillement, et dissuader la consommation le soir. Ce tarif réseau était appliqué à tous types de consommations, qu'il s'agisse de l'énergie locale ou de celle prélevée complémentairement sur le réseau. Les résultats n'ayant pas permis de démontrer de réels déplacements de charges, la seconde phase (octobre 2023 – mars 2025) a alors introduit une grille simplifiée à deux plages horaires (heures pleines (soir + matin) et creuses (nuit + solaire)) comportant une réduction importante de 80 % sur les frais de réseau pour l'énergie auto-consommée et partagée (uniquement). En parallèle, l'électron était commercialisé par IDETA à un prix fixe indexé linéairement et annuellement.

Globalement, le projet a atteint un taux d'auto-consommation moyen de 45 % et un taux de couverture des besoins globaux de 37 %, avec un surplus persistant (55 %) lié à une sous-utilisation des espaces (vide locatif dans les halls relais ou occupation par des activités TPE à faible consommation). Sur le plan énergétique, le taux d'auto-consommation est passé de 40 % en phase 1 à 54 % en phase 2, traduisant une meilleure utilisation de l'énergie locale disponible. En contrepartie, le taux de couverture a diminué mais dans une moindre mesure, notamment en raison d'un ensoleillement moins important durant la phase 2 (un seul été couvert en phase 2 au lieu de 2 en phase 1).

Le projet n'a pas permis de conclure à des déplacements de charges importants contribuant à l'équilibrage du réseau, mais certaines composantes ont attiré notre attention. Les T/PME actives dans la production sont une cible capable d'adaptation rapide, à condition d'être sensibilisées et accompagnées de manière constante et à moindres coûts. Par ailleurs, les bornes de recharge pour véhicules électriques constituent également un levier d'action certain. Dans le cadre du projet, la borne a été utilisée principalement en journée pour atteindre un taux d'auto-consommation de +/- 75 %. La tarification différenciée (soutenue par un système de gestion OCPP pour distinguer les volumes partagés et résiduels) appliquée à partir de 2024 vers le consommateur final a permis

d'intensifier l'utilisation des bornes mais pas d'éviter les pics de consommation dans la plage horaire du matin (jusque 11h).

Sur le plan financier, le projet a permis la réalisation d'économies, ce qui constitue en soi un facteur incitatif lorsque le gain réalisé est mesuré et communiqué aux utilisateurs.

Lors de la première phase, le coût moyen de l'électricité, toutes composantes incluses, était de 355 €/MWh, contre 410 €/MWh sans partage d'énergie. Le gain a été réalisé essentiellement sur la commodité (83 €/MWh) relativement très intéressante localement en période de sortie de crise énergétique, et vu l'absence de cotisation énergie verte (restitution des quotas CV) dans le cadre dérogatoire ACRus. Le tarif GRD a induit un gain de 5,5 €/MWh sur les frais de réseaux mais celui-ci a été plus que totalement absorbé par les frais fixes de comptage inclus dans la grille tarifaire (440€/an/participant). En phase2, le coût moyen de l'électricité est descendu à 284 €/MWh contre 325 €/MWh sans partage. Le gain moyen réalisé était alors de 40,2 €/MWh, réparti sur le prix de l'électron (économie de 21,7 €/MWh) et baisse des frais de réseau (économie de 18,5 €/MWh).

Le prix de la composante GRD et accises a représenté environ 35 % du coût total de la facture au cours des deux phases du projet. La commodité conserve donc une place prépondérante dans la facture, l'électricité produite localement restant la plus économique, quelle que soit la plage de consommation. La grille GRD incitative a permis d'accroître le gain global, mais son effet dissuasif en période de pointe n'a pas pu être démontré, en particulier dans un contexte professionnel où les impératifs d'activité peuvent limiter la flexibilité des entreprises.

En conclusion, le projet ACRus a démontré l'intérêt du partage d'énergie à l'échelle d'un bâtiment tertiaire, tout en révélant les limites des signaux tarifaires réseaux seuls pour déclencher des changements de comportement. L'accompagnement personnalisé des PME et l'activation intelligente de la recharge électrique constituent des leviers d'action essentiels pour maximiser la valorisation de l'énergie renouvelable produite localement. Sur le plan économique, le prix inférieur de l'électron partagé combiné aux grilles tarifaires GRD et les taux de partage envisagés sont autant d'éléments à considérer pour optimiser le modèle de consommation au sein d'un même bâtiment ou via une communauté d'énergie plus vaste.

### **Project SUMMARY**

The ACRus (Auto Consumption in Real Estate for Us) pilot project, conducted between April 2022 and March 2025 in Péruwelz, aimed to test two incentive-based network tariff models to encourage the sharing of solar energy within the same business building. The objective was to assess whether such measures could be generalized within the DSO tariff methodology and help reduce the need for large-scale investment in the electricity grid.

Authorized by the CWaPE through a regulatory exemption, the project was monitored by the distribution system operator, IDETA, and the various suppliers of residual electricity designated by the participating companies. The building in question includes a business center, three modular business units, and an EV charging station. It is equipped with a 68 kWp photovoltaic system, while annual consumption needs were estimated at 175 MWh. The project aimed for a self-consumption rate of 80% and a coverage rate of 30%, while also evaluating users' flexibility in adapting their energy consumption behaviors.

The first tariff phase (April 2022 – September 2023) was based on a four-period time-of-use tariff (night, morning, solar hours, evening), applying differentiated tariff coefficients (with multipliers) to encourage companies to consume more during sunny hours and discourage consumption in the evening. This network tariff applied to all consumption types, whether from local production or

additional energy drawn from the grid. Since the results did not demonstrate significant load shifting, the second phase (October 2023 – March 2025) introduced a simplified two-period tariff (peak hours: morning + evening / off-peak hours: night + solar hours), including an 80% reduction in network fees for self-consumed and shared energy only. Meanwhile, IDETA marketed the electron at a fixed price indexed linearly and annually.

Overall, the project achieved an average self-consumption rate of 45% and a coverage rate of 37%, with a persistent surplus (55%) due to underutilization of space (vacancy in the industrial units or occupancy by very small enterprises with low consumption). From an energy standpoint, the self-consumption rate increased from 40% in phase 1 to 54% in phase 2, reflecting improved usage of available local energy. Conversely, the coverage rate decreased slightly, mainly due to lower solar irradiance during phase 2 (only one summer covered compared to two in phase 1).

The project did not lead to significant load shifting that would support grid balancing, but certain elements drew attention. SMEs active in production are a target group with strong adaptive potential, provided they receive consistent, low-cost support and awareness-raising. In addition, EV charging stations also proved to be a clear lever. In the project, the charging station was used mainly during the day, achieving a self-consumption rate of around 75%. The differentiated tariff (supported by an OCPP-based management system to distinguish between shared and residual volumes), applied from 2024 to the end-user, helped intensify the use of the charging station but did not eliminate morning peak demand (up to 11 a.m.).

From a financial standpoint, the project generated savings, which in itself is a motivating factor, as long as the benefit is measured and communicated to users.

During the first phase, the average cost of electricity (all components included) was €355/MWh, compared to €410/MWh without energy sharing. Most of the savings came from the commodity component (about €83/MWh), which was particularly advantageous in a post-energy-crisis context and due to the absence of green energy contributions (e.g., CV quotas) under the ACRus exemption framework. The DSO tariff led to a gain of €5.5/MWh on network fees, but this was more than offset by the fixed metering fees included in the tariff (€440/year/participant). In phase 2, the average cost of electricity dropped to €284/MWh compared to €325/MWh without sharing, with an average gain of €40.2/MWh split between the electron price (savings of €21.7/MWh) and lower network fees (savings of €18.5/MWh).

The DSO and excise component represented about 35% of the total electricity bill in both phases of the project. The commodity therefore remained the dominant factor in the bill, and locally produced electricity was the most cost-effective, regardless of the time-of-use period. The incentive-based DSO tariff helped increase overall savings, but its deterrent effect during peak hours could not be demonstrated, particularly in a professional setting where operational constraints can limit companies' flexibility.

In conclusion, the ACRus project demonstrated the value of energy sharing within a tertiary building, while also revealing the limits of network tariff signals alone in triggering behavioral change. Personalized support for SMEs and smart activation of electric vehicle charging are key levers to maximize the value of locally generated renewable energy. From an economic perspective, the lower price of the shared electron, combined with the DSO tariff structures and sharing rates, are all critical elements to consider when optimizing the energy consumption model within a building or through a larger energy community.

## Table des matières

INTRODUCTION.....	5
1. CADRE LÉGISLATIF ET OBJECTIFS DU PROJET PILOTE ACRUS .....	5
1.1. CADRE LÉGISLATIF .....	5
1.2. OBJECTIFS DU PROJET PILOTE.....	6
2. PÉRIMÈTRE DE L’OPÉRATION DE PARTAGE.....	7
2.1. CONFIGURATION ET OCCUPATION.....	7
2.2. PÉRIMÈTRE ÉLECTRIQUE ET DIMENSIONNEMENT.....	7
3. MODALITÉS DE MISE EN ŒUVRE DU PROJET PILOTE.....	8
3.1. PHASAGE.....	8
3.2. PERSONNE MORALE ET DÉLÉGUÉ À LA GESTION DU PARTAGE D’ÉNERGIE .....	8
3.3. MÉTHODOLOGIE DE COMPTAGE, DÉROGATIONS ET RÔLE DU GRD .....	9
3.3.1. DÉROGATIONS .....	9
3.3.2. MÉTHODOLOGIE DE COMPTAGE ET PROCÉDURE D’ÉCHANGE DES INFORMATIONS ENTRE ORES ET LE DÉLÉGUÉ ET LES FOURNISSEURS .....	9
3.4. TARIFICATION RÉSEAUX .....	9
3.5. MÉTHODOLOGIE DE RÉPARTITION DE L’ÉNERGIE LOCALE ENTRE LES PARTICIPANTS .....	11
3.6. DÉROGATION AUX OBLIGATIONS RELATIVES À LA FOURNITURE D’ÉLECTRICITÉ .....	12
3.6.1. COTISATION ÉNERGIE VERTE .....	12
3.6.2. ACCISES.....	12
3.7. RÈGLES DE FACTURATION.....	12
4. RÉCAPITULATIF DES HYPOTHÈSES DU PROJET .....	14
5. ENCADREMENT DES ENTREPRISES DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE.....	15
6. RÉSULTATS ÉNERGÉTIQUES .....	17
6.1. PRODUCTION ET CONSOMMATIONS DE « ACRUS » .....	17
6.2. SUIVI DES PARAMÈTRES ET INDICATEURS .....	18
6.3. RÉPARTITION DE L’ÉNERGIE VERTE ENTRE LES PARTICIPANTS.....	21
6.4. ANALYSE DES CONSOMMATIONS PAR PLAGES HORAIRES ET DES DÉPLACEMENTS DE CHARGE .....	21
7. RÉSULTATS FINANCIERS.....	23
7.1. COÛT DES CONSOMMATIONS .....	23
7.2. COÛT DES CONSOMMATIONS PAR PLAGE HORAIRE .....	26
8. CONCLUSION.....	28
9. ANNEXES .....	29
9.1. ANNEXE 1 : DÉTAIL DES PRIX ET GAINS UNITAIRES PAR PHASES, TYPE DE COMPOSANTE ET TYPE DE CONSOMMATIONS	
29	

## Introduction

Le projet pilote ACRus a débuté en avril 2022 en vue de tester deux modèles de tarification réseau visant à favoriser le partage d’énergie solaire produite localement dans un bâtiment d’entreprises loué à des T-PME.

Le projet s’inscrit dans le cadre des mesures du Clean Energy Package européen, qui encourage le recours à des sources d’énergie renouvelables décentralisées et nécessite une évolution des comportements de consommation en faveur de la flexibilité du réseau.

A cet effet, la CWaPE a octroyé à IDETA, porteur du projet, les dérogations aux règles de fonctionnement du marché de l’électricité et de tarification des réseaux pour 2 périodes de 18 mois. Le projet a également été suivi par Ores, et les différents fournisseurs désignés par les entreprises.

Les enseignements techniques et les conclusions socio-économiques tirés de cette expérience viennent enrichir la connaissance déjà acquise par IDETA au travers des projets d’auto-consommation<sup>1</sup> ou encore de partage d’énergie « e-Cloud » et « Hospigreen », précédemment menés à Tournai (2019-2023). Ils permettront à IDETA de déployer de nouvelles communautés d’énergie dans les communes et parcs d’activités de son territoire en Wallonie picarde.

Le présent rapport présente les mécanismes de partage<sup>2</sup> et les dispositifs tarifaires mis en œuvre. Il synthétise les résultats des deux phases pilotes menées entre avril 2022 et mars 2025 et met en évidence les considérations techniques, administratives, socio-économiques et juridiques liées à l’expérimentation.

Ce rapport fait suite à – et reprend pour partie – la publication consacrée à la phase 1 (avril 2022 à septembre 2023, voir CWAPE ACRus – Rapport Phase 1 – 16/01/2024).

## 1. Cadre législatif et objectifs du projet pilote ACRus

### 1.1. Cadre législatif

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, la mise en place d’un projet pilote de partage d’énergie au sein d’un bâtiment d’entreprises, afin de **contribuer à l’évaluation des**

<sup>1</sup> Les projets cités font référence au « partage d’énergie », conformément aux définitions du législateur reprises à l’article 2 2<sup>e</sup> quater du décret du 12 avril 2001 - Décret relatif à l’organisation du marché régional de l’électricité. Le terme « auto-consommation collective » était toutefois utilisé plus généralement avant les précisions apportées par le législateur.

<sup>2</sup> Pour la bonne compréhension du lecteur, la terminologie - adaptée par le législateur en cours de projet – doit s’entendre comme ceci : auto-consommation collective ou partage d’énergie locale – allo-consommation ou consommation résiduelle provenant du réseau.

mesures encourageant l'auto-consommation et l'investissement dans des infrastructures de production locale d'électricité partagée au sein des parcs d'activités économiques.

Parallèlement, ORES a souhaité **expérimenter des grilles tarifaires innovantes, incitatives au déplacement de charge, avec des plages horaires spécifiques** encourageant les usagers à consommer l'énergie lorsque la production locale est théoriquement abondante. L'objectif était d'évaluer si de telles mesures pourraient être généralisées dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 — alors à l'étude — et contribuer à limiter les besoins d'investissements massifs requis sur les réseaux.

En démarrant en 2022, ce projet constituait une application anticipée d'un mécanisme reposant sur quatre plages tarifaires envisagées pour 2026 dans le cadre réglementaire normal. Lors de la phase 2 du projet, le mécanisme a été simplifié en le ramenant à deux plages horaires incitatives.

Les décisions de la CWaPe permettant ces dérogations :

- **CD-22C24-CWaPE-0639 du 24/03/2022** : autorisation du projet pilote du 01/04/2022 au 31/03/2025, fixation du cadre de fonctionnement et de la grille tarifaire réseau applicable du 01/04/2022 au 30/09/2023.
- **CD-22I15-CWaPE-0704 du 15/12/2022** : report de la date butoir pour déposer la grille tarifaire réseau applicable à la phase 2 du projet (du 01/10/2023 au 31/03/2025) - afin d'aboutir à une proposition pleinement concertée et cohérente, permettant de tester une seconde tarification incitative simplifiée mais la mieux calibrée possible.
- **CD-23g06-CWaPE-0775 du 06/07/2023** : dérogations tarifaires applicables au projet pilote ACRUS pour la période du 01/10/2023 au 31/03/2025.

## 1.2. Objectifs du projet pilote

Les décisions précitées visaient les objectifs généraux suivants :

- 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.

Lors de la mise en œuvre, il s'agissait également de tester et de valider des **protocoles d'échange d'informations fluides entre ORES et le représentant de l'opération de partage d'énergie**, ainsi que d'identifier les éventuelles difficultés opérationnelles et administratives.

## 2. Périmètre de l'opération de partage

### 2.1. Configuration et occupation

Le bâtiment d'entreprises est situé à Péruwelz, à l'entrée de la zone d'activité économique Polaris et contient

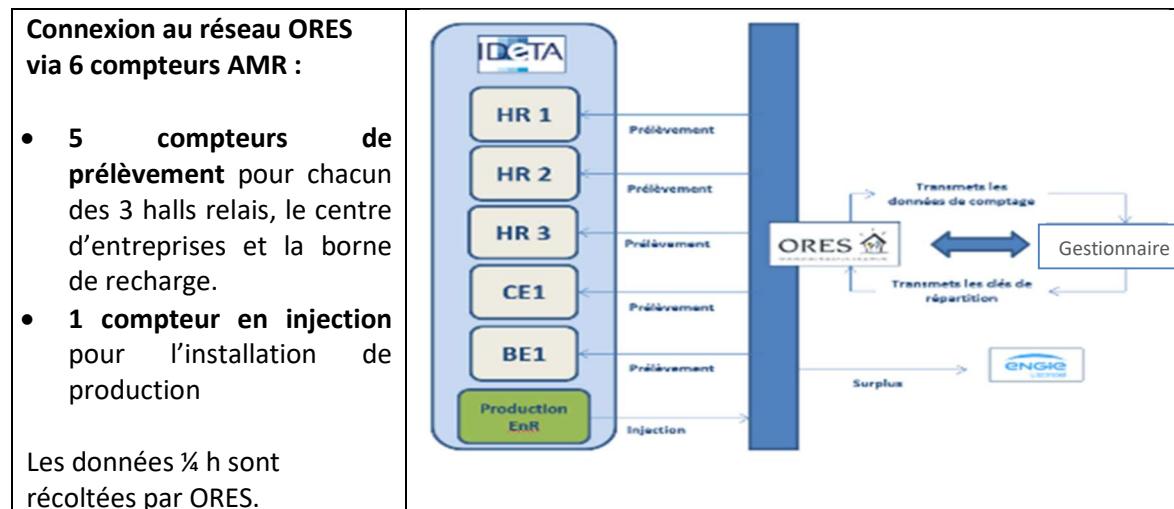
- un centre d'entreprise de 7 bureaux,
- 3 halls industriels d'environ 250 m<sup>2</sup>
- Une borne de recharge pour véhicules électriques



IDETA, en tant qu'Agence de développement économique, est propriétaire et gestionnaire de l'immeuble destiné à héberger des PME et des start-ups dont elle accompagne l'activité.

Le principe de l'accueil repose sur un accompagnement pendant une phase de démarrage, ce qui entraîne naturellement une certaine rotation des occupants, marquée par des réussites comme par des échecs.

### 2.2. Périmètre électrique et dimensionnement



**Les besoins annuels de consommation du bâtiment ont été estimés initialement 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.

annuel	Hall relais 1	Hall relais 2	Hall relais 3	Centre Entreprises
Consommation kWh	30.000	42.000	80.000	23.939
Electricité partagée kWh	9.115	12.761	24.307	5.880
Allo-consommation kWh	20.885	29.239	55.693	18.059
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

**L’alimentation en énergie locale a été assurée par une puissance installée de 68 kW** issue d’une installation photovoltaïque de 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. La production escomptée est de 950 kWh par kWc installé.

Le solde de la consommation nécessaire – résiduelle- a été fourni à chaque instant via le réseau de distribution par les fournisseurs désignés auprès desquels les participants ont un contrat de fourniture d’électricité classique.

Sur base de ces données connues et estimées, **les taux de couverture (%COUV) et d’auto-consommation (%ACC) retenus lors des simulations de dimensionnement étaient respectivement de 30% et 80%.**

ESTIMATIF en base ANNUELLE	HR1	HR2	HR3	CE et borne	total
Total consommation MWh	30	42	80	24	176
Auto-consommation 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’auto-consommation					80%
Taux d’auto-consommation= Q(ACC) / Q(PROD)	Taux de couverture = Q(ACC) / Q(Tconso)				
Avec					
Q (ACC) : quantité auto-consommée (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)					

Ces taux correspondent à ceux préconisés suite aux précédents projets « e-Cloud » et « Hospigreen » pour optimiser l’opération d’auto-consommation : ils visent à réduire au maximum le surplus non-auto-consommé, tout en évitant une situation défavorable pour le consommateur liée à un sous-dimensionnement des équipements “verts” par rapport à ses besoins énergétiques.

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

#### 3.1. Phasage

Le projet a été autorisé pour une période de 36 mois avec un phasage en 2 parties :

Phase 1 : du 01/04/2022 au 30/09/2023 soit 18 mois – grille tarifaire en 4 plages horaires

Phase 2 : du 01/10/2023 au 31/05/2025 soit 18 mois – grille tarifaire en 2 plages horaires

#### 3.2. Personne morale et délégué à la gestion du partage d’énergie

Le **représentant de l’opération de partage d’énergie** était **IDETA SC, propriétaire et gestionnaire** de l’immeuble et des équipements de production d’énergie verte. Les différents locataires, PME et start-ups, étaient membres à l’opération au travers de leur contrat de bail précisant les modalités de participation au projet.

L’opération de partage a donc été intégrée à la personne morale IDETA, sans qu’il soit nécessaire de créer une société dédiée au partage ni de mettre en place des instances de gestion spécifiques. IDETA a également assuré le rôle de délégué gestionnaire de l’auto-consommation.

### **3.3. 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.

#### 3.3.1. 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.

La CWaPE a autorisé ORES à **appliquer des tarifs réseaux spécifiques et novateurs** pour tester l’impact d’une tarification alternative sur le comportement des consommateurs basse tension non résidentiels.

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

Les mécanismes dérogatoires au règles habituelles du marché étant multiples et novateurs, ils ont été inscrits dans une convention de fonctionnement établie entre IDETA et ORES.

#### 3.3.2. Méthodologie de comptage et procédure d’échange des informations entre ORES et le délégué et les fournisseurs

Le GRD a travaillé au déploiement **d’outils de comptage automatisés au niveau des flux d’acquisition interne et d’échange des données** afin de permettre le calcul de la compensation quart-horaire de l’énergie consommée avec celle produite localement, effectuer la répartition entre membres selon les clés d’affectation et effectuer l’envoi mensuel des données d’auto-consommation au délégué, d’une part, et celles relatives aux consommations résiduelles aux fournisseurs ‘marché’, d’autre part.

Pour ce projet pilote, ORES ne communiquait que les volumes résiduels vers le ‘marché’ et le fournisseur d’énergie a facturé la commodité et toutes les charges correspondantes sur base de ces volumes. Ce fonctionnement s’écarte du décret wallon et de l’AGW du 17 mars 2023 prévoyant que le fournisseur d’énergie facture l’entièreté du tarif réseau sur base des volumes totaux.

Les échanges avec le délégué ont été basés sur la transmission mensuelle de fichiers CSV et XLS comprenant les relevés quart-horaire des EAN participants et les données de facturation.

### **3.4. Tarification réseaux**

L’élément principal du projet ACRus visait l’application d’un **tarif réseau préférentiel incitatif à la consommation durant les périodes les plus propices à l’ensoleillement** en vue de tester le degré de flexibilité de la demande basse tension non résidentielle.

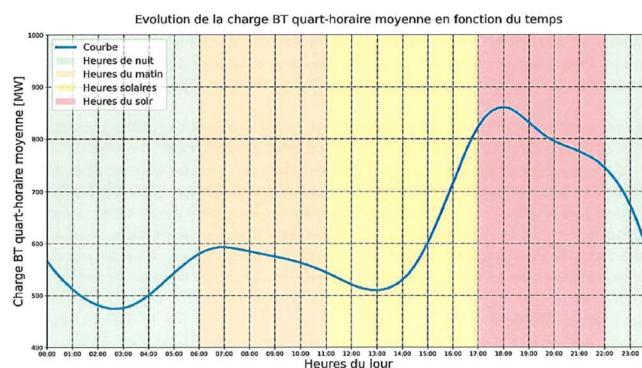
#### Phase 1

ORES a élaboré une **grille tarifaire répartie sur 4 périodes journalières** (sans distinction des jours de la semaine et du week-end) 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 composantes<sup>3</sup> (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.

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



Par ailleurs, cette tarification (distribution et transport) - incitative ou dissuasive selon les plages horaires - a été appliquée de façon identique à l’ensemble de la consommation du participant, qu’elle soit issue de la production locale ou du réseau.

Les différents postes et principes tarifaires appliqués aux participants d’ACRus durant la phase 1 étaient<sup>4</sup> :

- .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 régulatoires 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 régulatoires 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

Au terme de la phase 1, il a été constaté que les quatre plages horaires et la « tension » prévue entre elles n’étaient pas suffisamment incitatives ou dissuasives pour amener de réels déplacements de charge chez les participants au projet.

<sup>3</sup> Pour détail, voir décision CD-22c24-CWaPE-0639 et ses annexes

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

Par ailleurs, l’application du tarif de service spécifique forfaitaire (440 €/an) a engendré un surcoût de frais réseaux pour les participants (voir infra).

## Phase 2

La tarification spécifique (distribution et transport) a été simplifiée en matière de plages horaires mais l’effet incitatif a été fortement augmenté entre ces 2 plages, et pour les volumes auto-consommés spécifiquement.

Premièrement, les **4 plages horaires ont été regroupées en 2 plages** au sein d’une même journée, sans distinction de la semaine et du week-end.

Période	Horaires	
Heures Pleines = matin + soir	6h – 11h 17h – 22h	Les tarifs ont d’abord été construits sur base de la même structure tarifaire impliquant la tension 2/1/4/5.
Heures creuses = solaires + nuit	11h – 17h 22h – 6h	Ensuite, <b>une réduction de 80% a été décidée pour les termes proportionnels de gestion réseau et infrastructure appliqués aux volumes partagés et auto-consommés</b> au sein du bâtiment.

Différentes simulations du coût de la facture ont été réalisées par ORES sur base des données de prélèvement et d’injection de la première année du projet, afin de calibrer au mieux la réduction appliquée (de 10% jusqu’à 80%) sur les termes proportionnels aux heures de jour et heures de nuit. L’effet incitatif a été poussé à une **réduction maximale** en espérant observer de potentiels déplacements de charges aux heures solaires et de nuit et ainsi diminuer des consommations à des périodes où le réseau basse tension est le plus sollicité.

Enfin, **les frais de gestion spécifiques au projet ont été supprimés du tarif**. Le consommateur avait, en effet, déjà supporté suffisamment de frais à cet égard et, par ailleurs, la future méthodologie tarifaire envisagée ne prévoit pas de tels postes.

### **3.5. Méthodologie de répartition de l’énergie locale entre les participants**

Le projet « Hospigreen » a démontré l’optimalisation du partage sur base d’une **clé de répartition « dynamique proportionnelle » calculée ex-post** à la fin de chaque période mensuelle selon les besoins de consommation réels des participants. Ce type de clé a été appliqué tout au long du projet ACRus.

Au terme de chaque quart d’heure, les besoins en électricité de chaque consommateur sont 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.

$$\begin{aligned} \text{% d'affectation}_{\text{participant}P} &= \\ \text{Total consommation}_{\text{participant}P} &/ \text{Total consommation de tous les membres} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Energie allouée}_{\text{participant}P} &= \\ \max &(\text{% d'affectation}_{\text{participant}P} \times \text{énergie locale produite} ; \text{total consommation}_{\text{participant}P}) \end{aligned}$$

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

#### **3.6.1. Cotisation Energie verte**

Le partage d'énergie n'a pas été considéré, dans ce projet, comme une fourniture d'électricité nécessitant une licence régionale. Cela a induit l'**exonération** de certaines obligations dont notamment la **restitution des certificats verts** visée au *Décret Electricité*<sup>5</sup> qui représente un montant de 27-28€/MWh pour le consommateur. Le nouveau cadre réglementaire autorisant les communautés d'énergie n'a pas retenu cette exonération.

#### **3.6.2. Accises**

Le statut de distributeur a néanmoins été retenu au regard de la **législation fédérale encadrant la redevabilité des droits d'accises**.

La question 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 27/12/2004<sup>6</sup> 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 consommateur<sup>7</sup>.

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 ont ensuite été calculés et déclarés mensuellement en vue d'être refacturés directement aux locataires de l'immeuble.

Ce point a engendré une lourdeur administrative et le risque d'un potentiel surcoût lié à la méthodologie de calcul basée sur des taux dégressifs par tranches de consommations.

Depuis, le SPF Finances a publié<sup>8</sup> le 02/07/2024 une note sur le partage d'énergie et l'exigibilité des droits d'accises permettant, sous certaines conditions et dans l'attente d'un cadre juridique modifié, la déclaration des volumes globaux par le fournisseur de l'énergie résiduelle. Vu le projet en cours, le comité d'accompagnement a souhaité la poursuite du versement des droits par IDETA jusqu'au terme du projet pilote.

### **3.7. Règles de facturation**

Les occupants de l'immeuble ont reçu mensuellement **2 factures d'énergie électrique**, émises par IDETA et le fournisseur de l'énergie résiduelle, **comportant chacune l'ensemble des coûts des consommations**.

La facture émise par le délégué comportait les postes suivants :

- Coût de la commodité (électron) au prix défini dans le contrat de bail (80 €/MWh indexable)
- Frais de réseaux individuels réels tel que facturés par ORES à IDETA
- Frais de gestion de 5€/MWh (indexable)

<sup>5</sup> 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

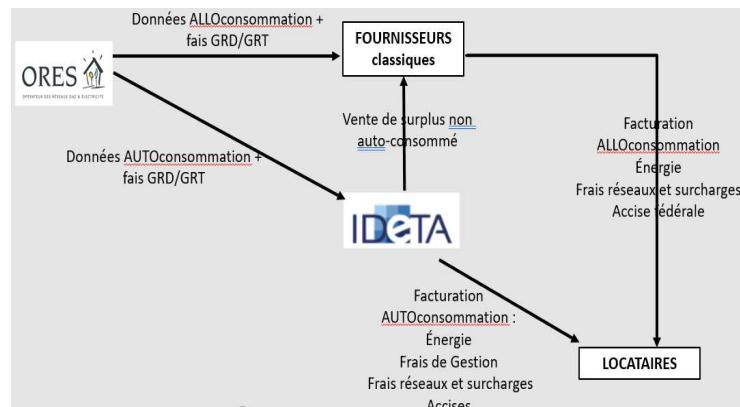
<sup>6</sup> CHAPITRE XVIII. - La taxation des produits énergétiques et de l'électricité

<sup>7</sup> 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).

<sup>8</sup> SPF Finances Douanes et Accises - Référence D.A 50.016.343

- 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

Par dérogation et contrairement aux dispositions du nouveau cadre réglementaire wallon, **les frais de réseaux de distribution et de transports pour la proportion auto-consommée étaient facturés directement par ORES au délégué qui les a répercutés en cascade.**



Ce schéma était applicable aux locataires des halls relais car les occupants du centre d'entreprises bénéficient d'un tarif 'all inclusive' intégrant d'emblée toute charge d'électricité et de gestion.

L'opération de facturation était 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 et d'effectuer des décomptes de régularisation.

Dans le cadre du projet pilote, il était convenu que les **fournisseurs de l'énergie résiduelle** n'appliquent **pas de surcoûts** administratifs ou liés à la dégradation de profiles de consommateurs suite à l'existence du partage d'énergie.

## 4. Récapitulatif des hypothèses du projet

	PHASE 1 (04/2022 à 09/2023)	PHASE 2 (10/2023 à 03-2025)
Cadre dérogatoire	<ul style="list-style-type: none"> <li>CD-22C24-CWAPE-0639 du 24/03/2022 et CD-22I15-CWaPE-0704 du 15/12/2022</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CD-23g06-CWaPE-0775 du 06/07/2023</li> </ul>
Production locale verte	<ul style="list-style-type: none"> <li>Site photovoltaïque (68 kWc)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>idem</li> </ul>
Participants - consommateurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>Un centre d’entreprises composé de 7 bureaux</li> <li>3 Halls relais occupés par des PME /Start-up</li> <li>Une borne de recharge pour véhicules électriques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>idem</li> </ul>
Allocation de la production locale	Clé de répartition dynamique calculée ex-post selon les besoins de consommation réels des participants	<ul style="list-style-type: none"> <li>idem</li> </ul>
Besoin total en Electricité du bâtiment	175 MWh/an	<ul style="list-style-type: none"> <li>idem</li> </ul>
Règles tarifaires réseaux spécifiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>Profil basse tension non résidentiel sans mesure de pointe</li> <li>4 plages horaires en ‘tension’ avec un tarif favorisant la synchronisation de la consommation avec les heures propices d’ensoleillement</li> <li>Ajout d’un tarif périodique ACRus pour frais de service spécifiques</li> <li>Ajout d’un tarif non périodique pour constitution et modification de l’entité de partage</li> <li>Application du même tarif spécifique à l’énergie auto et allo-consommée, peu importe son origine</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Idem</li> <li>2 plages horaires heures « pleines » (matin et soir) et heures « creuses » (solaires et nuit)</li> <li>Suppression</li> <li>Suppression</li> <li>Application du tarif spécifique à l’énergie auto et allo-consommée, avec réduction de 80% pour l’énergie auto-consommée</li> </ul>
Facturation des participants	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energie résiduelle / allo-consommation par le fournisseur Marché</li> <li>Auto-consommation par le bailleur représentant l’opération de partage</li> <li>Chacun facture l’ensemble des frais propres à sa part des consommations ((commodité, frais réseaux, frais de gestion, accises, surcharges)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>idem</li> </ul>
Facturation Energie électrique et coûts de gestion	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energie résiduelle : selon contrat de chaque participant avec le fournisseur de son choix</li> <li>Energie auto-consommée : 80€/MWh indexable + 5€/MWh de frais de gestion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Idem</li> <li>idem</li> </ul>
Cotisation énergie verte et restitution quotas CV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pas de redevabilité du quota de certificats verts sur l’auto-consommation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>idem</li> </ul>

## 5. 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 en faveur de la transition énergétique de son territoire (filières éolienne et photovoltaïque, stations de carburants alternatifs au CNG, ..)

IDETA soutient le développement de parcs d’activité économique (PAE) durables, au sein desquels elle souhaite encourager les réseaux de partage d’énergie. À ce titre, elle a pu expérimenter à Tournai plusieurs projets pilotes visant à favoriser l’auto-consommation. Elle mène également des études de faisabilité au sein des PAE via le projet ZELDA<sup>3</sup> suivi en partenariat avec les différentes Agences de développement territoriales de Wallonie et l’U-Mons.

Avec sa filiale dédiée à l’accompagnement économique, Entreprendre.Wapi, IDETA est intervenue auprès des locataires afin de les sensibiliser aux conditions du projet pilote et de les inciter à adopter des comportements responsables en matière de consommation énergétique.

Plusieurs **actions** ont été organisées au cours du projet.

### Phase 1

- Organisation d’une **séance d’information** à destination des membres du centre d’entreprises, bien que le potentiel d’influence était moindre vu la location des bureaux « toutes charges comprises ».
- **Rencontre individuelle** avec chaque occupant des halls relais afin de les sensibiliser et de leur expliquer les implications administratives du projet (double facturation, etc...)
- Mise en place d’un système d’import des données ORES **pour la visualisation des différents indicateurs dans l’outil Solaris, avec un accès accordé aux locataires intéressés** (3 halls relais). Toutefois, le retour d’expérience et le taux d’utilisation restent très limités. Il semble donc plus pertinent d’adopter une démarche proactive, en présentant directement les résultats aux utilisateurs.
- **Réunions spécifiques** avec les locataires concernés pour la présentation de leurs **Résultats de partage d’énergie** – avec rapportage chiffré et graphique ; présentation de leurs **gains pécuniers réels individuels**.
- **Consignes d’occupation des bornes électriques** avec les moments de recharge à privilégier.

Il est important de mentionner que le bâtiment a souffert d’une période **de vide locatif dans 2 halls relais et d’un turnover conséquent** durant la phase 1 du projet, ne permettant pas d’atteindre les volumes de consommation initialement estimés.

### Phase 2

Au cours de la phase 2, l’occupation des lieux s’est stabilisée, comme le montre le tableau ci-dessous. Toutefois, seule une activité artisanale réellement consommatrice d’énergie était présente dans le hall relais 8350-B501. Les deux autres halls, occupés de manière alternée, étaient davantage utilisés pour du stockage ou des activités peu énergivores.

Hall	DE	A	SOCIETE	occupation phase 1	occupation phase 2
8350-B501	01-04-22	14-10-24	D	18 mois	18 mois
8336-B502	01-04-22	30-04-22	A	1 mois	0
8336-B502	01-11-22	xx-07-2023	M	8-9 mois	0
8336-B502	01-04-24	31-03-27	S	0	12 mois
8381-B503	01-04-22	30-04-22	A	1 mois	0
8381-B503	15-06-22	15-03-23	L	9 mois	0
8381-B503	15-03-23	31-05-25	X	6 mois	18 mois

Les **actions de sensibilisation et de rencontre avec les locataires** ont également été poursuivies, notamment lors d'une journée d'information organisée en avril 2024.

Au vu des résultats de la phase 1 - constatant la difficulté des déplacements de charges - et de la tarification réseaux particulièrement favorable mise en place pour l'auto-consommation aux heures solaires et de nuit en phase 2, il était évident que **l'utilisation intelligente des bornes de recharge constituait un levier d'action**. Aussi, IDETA a mis en place début 2024 les éléments techniques et financiers permettant de répercuter une tarification incitative pour la recharge électrique :

- Installation et mise en service d'une base de données et d'un serveur OCPP connecté aux bornes, afin de pouvoir récupérer toutes les transactions effectuées.
- Elaboration d'un script automatique d'extraction des données qui permet de récupérer les horaires, les volume et les utilisateurs de chaque transaction.
- Réconciliation des données transactionnelle avec les données venant du GRD, afin de déduire les volumes mensuels auto-consommés et résiduels pour chaque utilisateur/charge.



- Calcul d'un tarif incitatif pour les recharges effectuées en autoconsommation (-47%)
- Identification claire dans la facture de recharge des prix et montants auto-consommés, d'une part, et résiduels d'autre part

Description	Immeuble	Période	Montant	TVA
Rechargement borne électrique Aloconsommation - énergie consommée sur le réseau	PEPCE1		79,62	21%
Rechargement borne électrique Autoconsommation: énergie consommée sur les panneaux	PEPCE1		40,67	21%
<i>CONTACT: alpha@ideta.be</i>				

La mise en place de cette mesure, non strictement dépendante des plages horaires et prônant l'autoconsommation, visait à en faciliter la compréhension par les utilisateurs. Elle constituait

également une balise économique pour IDETA, en évitant de devoir facturer à un tarif inférieur l’énergie prélevée sur le réseau en l’absence de production solaire.

Le partage d’énergie effectué dans un même immeuble est defacto tributaire de l’attitude volontariste des différents occupants.

## 6. Résultats énergétiques

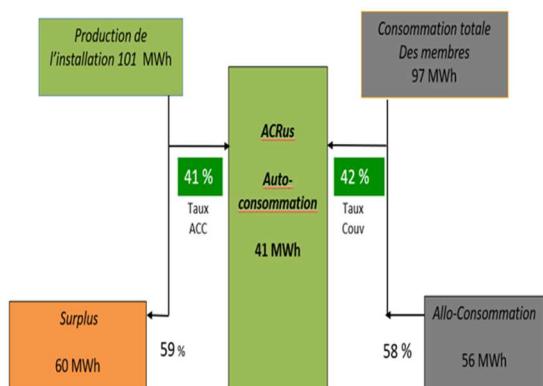
Les résultats en volumes et types de consommation sont présentés ci-dessous pour les deux phases étudiées. Bien que leur durée soit équivalente ( $2 \times 18$  mois) et que les équipements techniques ainsi que les besoins de consommation soient restés similaires, **les deux phases ne sont pas directement comparables**. Le projet repose en effet exclusivement sur une production **photovoltaïque fortement saisonnière**. La phase 1 incluait deux étés et un hiver, tandis que la phase 2 comptait un été et deux hivers, sans aucun dispositif de flexibilité (batteries d’accumulation) pour en atténuer les effets.

### 6.1. Production et consommations de « ACRus »

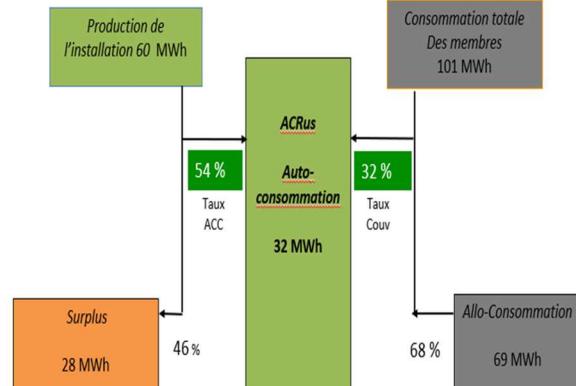
Entre le 01/04/2022 et le 30/09/2023, les occupants de l’immeuble ont consommé 97 MWh dont 41 MWh en auto-consommation et 56 MWh auprès du réseau d’alimentation classique. 42% des besoins ont été satisfaits par l’auto-consommation ( $> 30\%$  simulés) tandis que 41% de la production locale pu être absorbé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

Entre le 01/10/2023 et le 31/03/2025, les occupants de l’immeuble ont consommé 101 MWh dont 32 MWh en auto-consommation et 69 MWh auprès du réseau d’alimentation classique. 32% des besoins ont été satisfaits par l’auto-consommation ( $= 30\%$  simulés) tandis que 54 % de la production locale a pu être absorbé ( $<$  objectif taux d’auto-consommation 80%).

PHASE 1 : 04.2022 à 09.2023 2 étés & 1 hiver

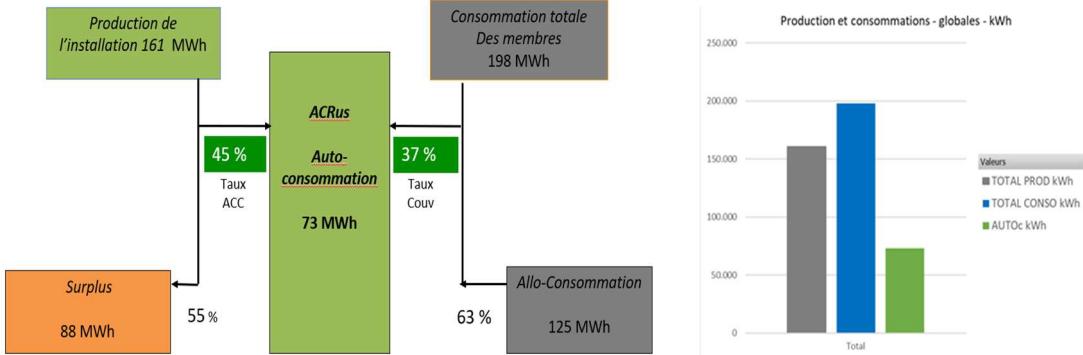


PHASE 2 : 10.2023 à 03.2025 1 été & 2 hivers



Les besoins en consommation sont restés constants au cours des 2 périodes. Durant la phase 1, plus d’énergie locale a été mise à disposition, ce qui a permis un meilleur taux de couverture qu’en seconde phase. Le taux d’auto-consommation a évolué en seconde phase (+ 13 points) pour réduire le taux de surplus. En contre-partie le taux de couverture est passé de 42% à 32% (-10). Proportionnellement, on note donc une légère amélioration nette en faveur de l’auto-consommation.

Globalement sur la période, les volumes et taux sont les suivants :

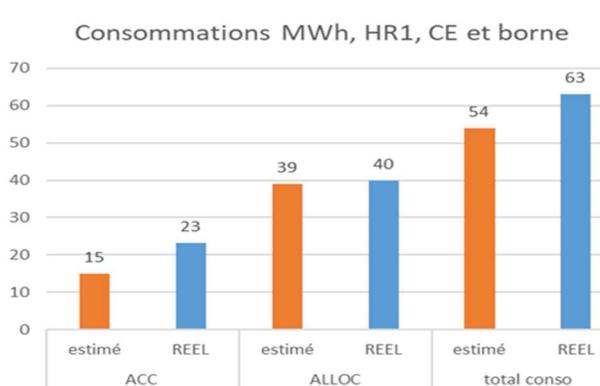


Par rapport aux simulations de base, le **taux de surplus est resté élevé** tout au long du projet, en raison d'un déficit en besoins de consommation. Il est dû au vide locatif et à l'absence d'activité 'industrielle' dans 2 des 3 ateliers de l'immeuble. Ce constat reflète néanmoins une réalité de terrain dans un cadre locatif.

Le tableau présente, pour chaque espace du bâtiment, les consommations réelles comparées à celles utilisées dans les simulations de dimensionnement et de tarification.

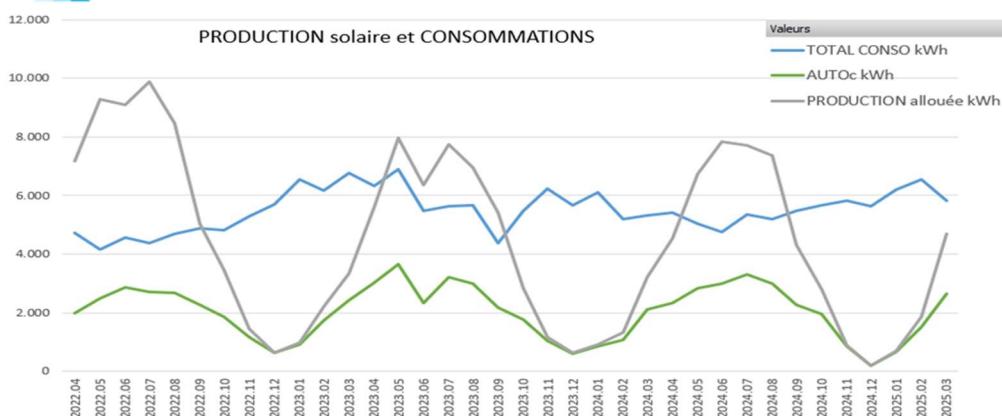
ESTIMATIF en base ANNUELLE	HR1	HR2	HR3	CE et borne	total	<u>HR1, CE et borne</u>
	Total consommation MWh	30	42	80	24	
Auto-consommation MWh	9	13	24	6	52	15
Allo-consommation MWh	21	29	56	18	124	39
production MWh					65	
taux de charge photovoltaïque					10,8%	
taux de couverture					30%	
taux d'auto-consommation					80%	
REEL en base ANNUELLE	HR1	HR2	HR3	CE et borne	total	
Total consommation MWh	20	1	2	43	66	63
Auto-consommation MWh	7	0	1	16	24	23
Allo-consommation MWh	13	1	1	27	42	40
% réalisation : REEL / Estimatif	HR1	HR2	HR3	CE et borne	total	
Total consommation MWh	66%	2%	3%	181%	38%	117%
Auto-consommation MWh	76%	2%	4%	276%	47%	154%
Allo-consommation MWh	61%	2%	2%	150%	34%	102%

Le Hall relais1, ainsi que le centre d'entreprises et la borne de recharge ont répondu aux attentes du projet : le volume annuel moyen de ces 3 espaces a dépassé les estimations pour l'auto-consommation (ACC), et réalisé les chiffres en allo-consommation (ALLO).



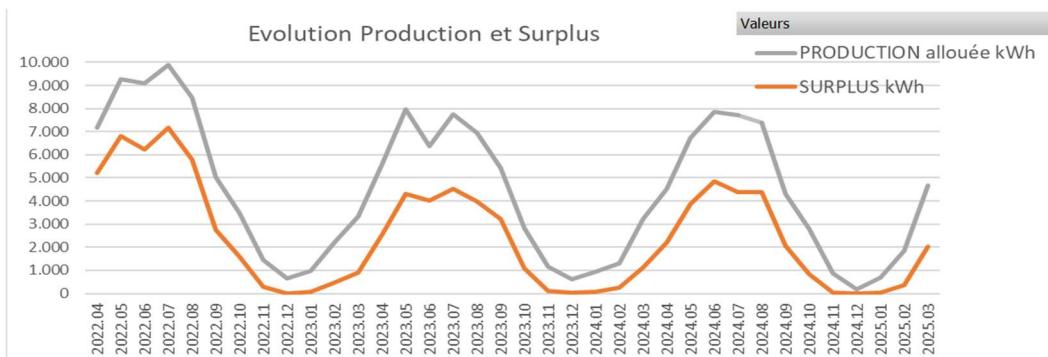
## 6.2. Suivi des paramètres et indicateurs

L'évolution mensuelle de la production et des consommations du bâtiment laisse transparaître la **forte saisonnalité** de la production solaire tandis que **les besoins de consommation totale restent plus ou moins stables**, avec une légère croissance au printemps 2023 et l'activité artisanale de production du Hall1 (chocolat) qui crée un léger 'pic' dans la courbe durant les mois d'hiver.

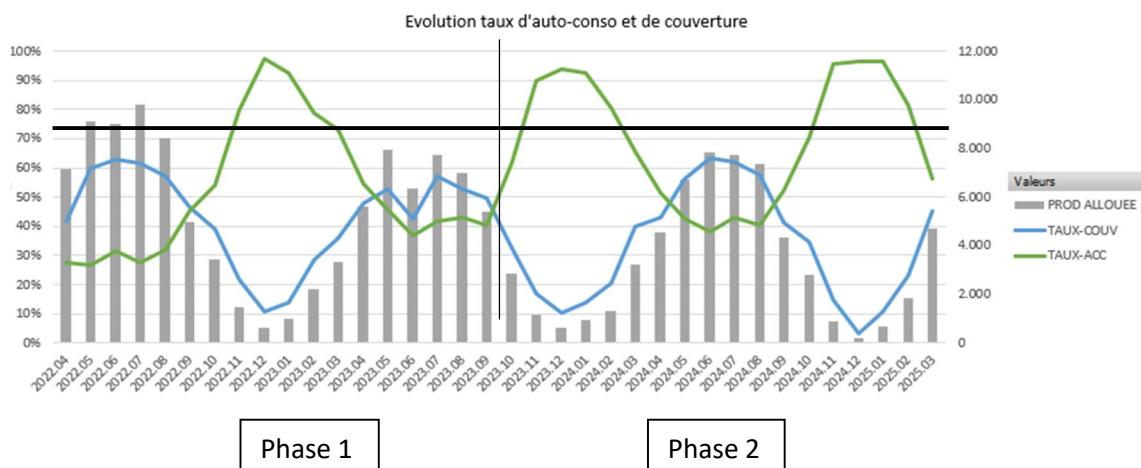


L'effet saisonnier crée une extrême variabilité du taux de surplus, malgré le surdimensionnement des installations par rapport aux consommations.

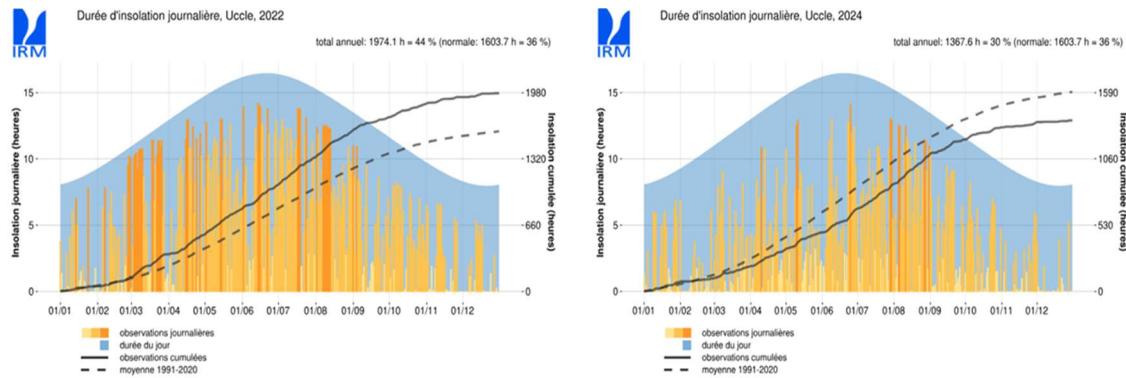
Le taux de surplus le plus bas a été observé à 2% en décembre 2022 et le taux de surplus le plus élevé a été observé à 73% en juillet 2022.



L'effet saisonnier ressort clairement des graphiques qui illustrent également les différences d'ensoleillement entre 2022 (phase 1), année la plus ensoleillée, et 2024 (phase 2), caractérisée par un ensoleillement plus faible. Cette variable influe également sur la variation des taux d'auto-consommation et de couverture observés<sup>9</sup>.

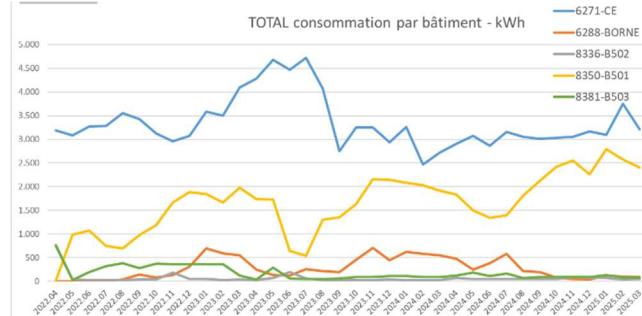


<sup>9</sup> IRM - année. (2025). KMI. <https://www.meteo.be/fr/climat/climat-de-la-belgique/bilans-climatologiques/2025/annee>



La tendance majeure des courbes et taux est donnée par le centre d'entreprises.

Il représente, en moyenne, plus de 60% de la consommation totale de l'immeuble.



On observe un **taux d'auto-consommation nettement supérieur pour la borne**, du fait de la recharge en journée exclusivement, et si possible lors des périodes d'ensoleillement. Néanmoins, la borne ne représente qu'une faible partie des consommations de l'immeuble (5%).

Le centre d'entreprises dispose du moins bon taux du fait de son équipement HVAC difficilement modulable par plages horaires. Par ailleurs, le modèle de location de bureaux « toutes charges incluses » ne permet pas d'instaurer un incitant financier susceptible de mobiliser les locataires.

L'atelier de production artisanal a eu des besoins de consommation plus importants en phase 2 et a davantage amélioré son taux d'auto-consommation. **Très volontariste et sensibilisé, cet atelier a poursuivi sa démarche à travers d'autres projets de recherche portant sur le potentiel de déplacement de charges.**

## Phase 1

	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%	38%	62%
6288-BORNE	3.731	2.478	1.826	1.905	49%	74%	26%
8350-B501	22.049	19.772	8.962	13.087	41%	45%	55%
<b>Total général</b>	<b>90.888</b>	<b>95.081</b>	<b>38.316</b>	<b>52.572</b>	<b>42%</b>	<b>40%</b>	<b>60%</b>

## Phase2

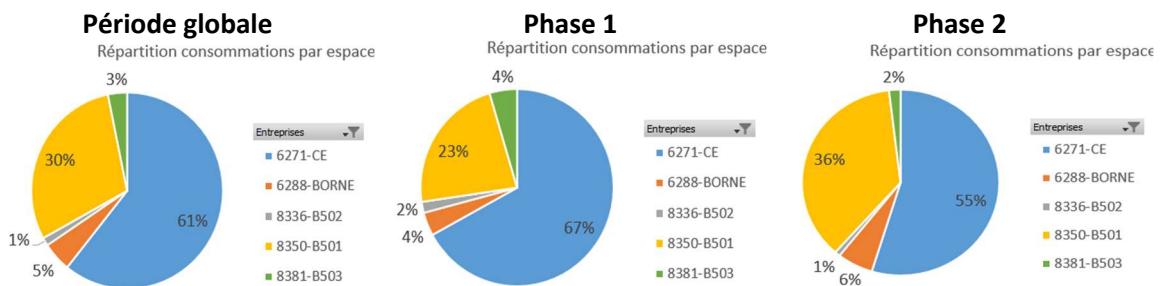
	TOTAL CONSO kWh	TOTAL PROD kWh	AUTOc kWh	ALLOc kWh	TAUX-COUV	TAUX-ACC	TX-SURPLUS
6271-CE	55.249	34.082	16.928	38.321	31%	50%	50%
6288-BORNE	5.951	3.104	2.348	3.603	39%	76%	24%
8350-B501	36.964	20.692	11.731	25.233	32%	57%	43%
<b>Total général</b>	<b>98.165</b>	<b>57.878</b>	<b>31.007</b>	<b>67.158</b>	<b>32%</b>	<b>54%</b>	<b>46%</b>

### Période globale

	TOTAL CONSO kWh	TOTAL PROD kWh	AUTOc kWh	ALLOc kWh	TAUX- COUV	TAUX- ACC	TX- SURPLUS
6271-CE	120.357	106.914	44.456	75.901	37%	42%	58%
6288-BORNE	9.683	5.581	4.174	5.508	43%	75%	25%
8350-B501	59.013	40.464	20.693	38.320	35%	51%	49%
<b>Total général</b>	<b>189.052</b>	<b>152.959</b>	<b>69.323</b>	<b>119.730</b>	<b>37%</b>	<b>45%</b>	<b>55%</b>

### 6.3. Répartition de l’énergie verte entre les participants

L’utilisation d’une clé de répartition de l’énergie verte ‘dynamique proportionnelle’ calculée en fin de mois a permis de minimiser le taux de surplus resté toutefois important en raison de la faiblesse des consommations dans 2 halls relais.



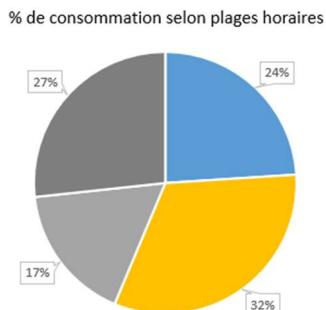
### 6.4. Analyse des consommations par plages horaires et des déplacements de charge

La répartition du volume des consommations de l’immeuble selon les différentes plages horaires est représentée ci-dessous.

En phase 1, La consommation en heures solaires reste la plus représentative mais elle est inhérente aux heures d’ouverture de bureaux et entreprises. A 2% près, la répartition entre les heures pleines et creuses reste identique au cours des 2 périodes.

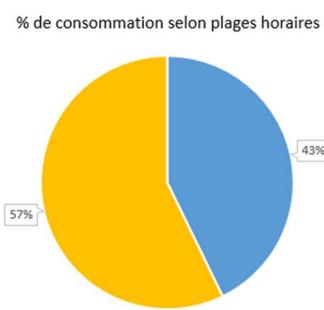
**Phase 1 : 4 plages horaires** par jour sans distinction de la semaine et du week-end

**MATIN – SOLAIRE – SOIR – NUIT**



**Phase 2 : 2 plages horaires** par jour sans distinction de la semaine et du week-end

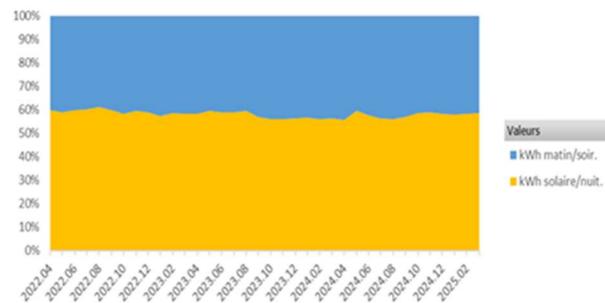
**MATIN + SOIR – SOLAIRE + NUIT**



On ne note **pas de résultat probant en matière de déplacement de charge vers les heures creuses** suite à la tarification incitative du GRD pour les frais de

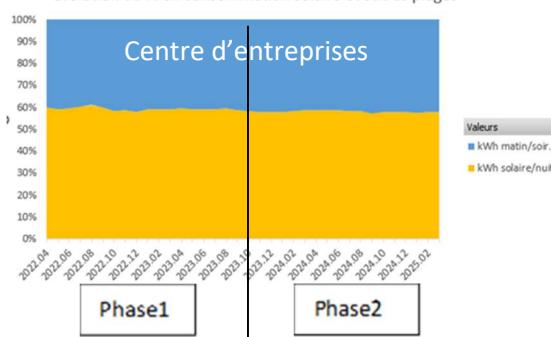
réseaux. La phase 2 ne montre pas non plus d'évolution notable malgré la réduction maximale implémentée dans la grille tarifaire.

Evolution du % en consommation solaire et autres plages



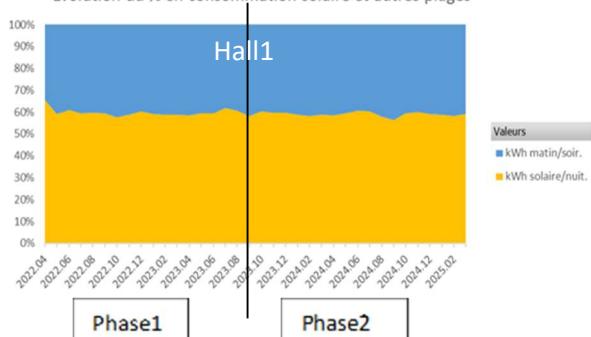
### Centre d'entreprises :

Evolution du % en consommation solaire et autres plages



### Hall B501 :

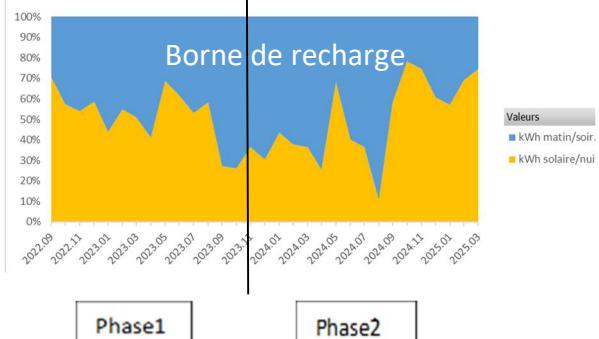
Evolution du % en consommation solaire et autres plages



### Borne de recharge

La consommation en matinée demeure importante et croît en phase 2. Les véhicules sont souvent branchés dès l'arrivée au bureau, avant le pic de production solaire, ce qui limite l'optimisation. Ce comportement dépend des individus et de leurs obligations professionnelles en matière de déplacements.

Evolution du % en consommation solaire et autres plages

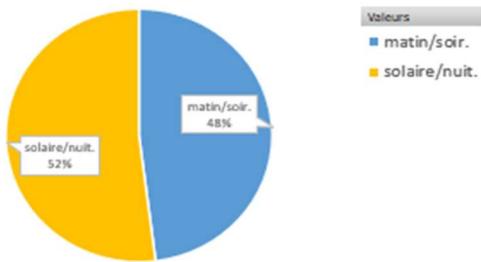


Toutefois, à partir de septembre 2024, la part de consommation en heures solaires augmente. A la même période, on constate un changement de locataire, avec une modification du comportement de charge mais aussi une baisse générale de la demande.

La tarification globale des charges EV favorise davantage l'auto-consommation solaire qui n'est pas nécessairement alignée avec les plages GRD les moins chères.

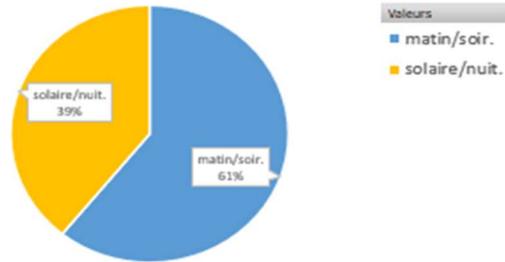
### Borne de recharge – Phase 1

% de consommation selon plages horaires



### Borne de recharge – Phase 2

% de consommation selon plages horaires



**Globalement**, l'absence de modification des habitudes de consommation s'explique par plusieurs éléments, dont principalement les impératifs de production et de déplacements liés à l'activité économique, ainsi que par le manque de flexibilité de certains équipements techniques préexistants (systèmes HVAC, etc.).

Les PME représentent un public professionnel disposant d'une plus grande capacité d'adaptation pour modifier rapidement leurs procédures internes. Toutefois, un accompagnement permanent ainsi que des outils de visualisation des charges sont indispensables, car elles disposent généralement de moyens et ressources plus limités pour prendre en charge cette vigilance dans un premier temps.

Le consommateur professionnel impliqué a été confronté à plusieurs signaux de communication et de prix pouvant engendrer une confusion et/ou complexité, avec d'une part, le coût de l'électron auto-consommé versus allo-consommé et d'autre-part, le tarif GRD incitatif avec la réduction de 80 % sur les frais de réseau pour l'énergie partagée lors de la plage horaire 11-17h. Les impératifs professionnels rendent difficile la prise en compte simultanée des éléments de prix, de période, de rayonnement solaire et des besoins liés à l'activité.

## 7. Résultats financiers

L'opération de partage étant collective, nous communiquons les résultats financiers globaux du projet ACRus. Néanmoins, l'information **individuelle** donnée aux participants constitue un élément essentiel du processus de sensibilisation. Il importe que cette information contienne des indicateurs de référence **simples et une estimation des gains réalisés**, afin de constituer un réel incitant et favoriser une analyse interne de l'entreprise sur son potentiel de déplacement des charges.

### 7.1. Coût des consommations

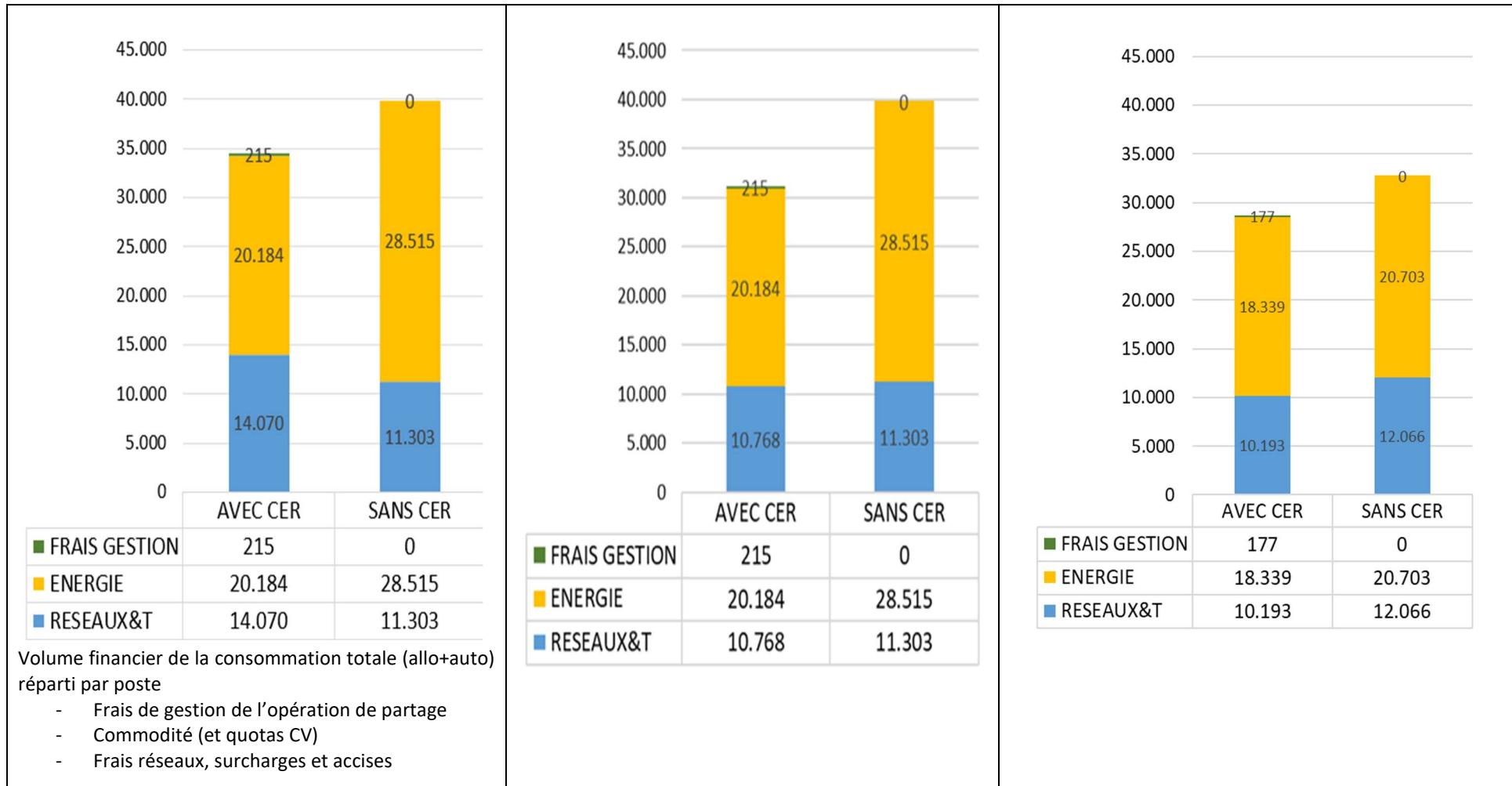
Pour rappel, les composantes du coût de l'autoconsommation ainsi que les tarifs appliqués pour ACRus sont détaillées aux points **3.7 Règles de facturation et 4. – Récapitulatif**.

Les résultats présentés reflètent le coût réel des consommations ainsi que les gains réalisés par l'auto-consommation, indépendamment de l'émetteur de la facture (Ideta ou le fournisseur). Tous les éléments de coûts (électron, cotisations énergie, GRD, taxes et surcharges) et les périodes ont été pris en compte pour chacun des types de consommations.

## Phase 1, Phase 2

En considérant les différents contrats périodiques de fourniture des participants, les conditions de location ACRus, ainsi que les quatre/deux plages horaires de consommation avec leurs tarifs et volumes respectifs auto- et allo-consommés :

PHASE 1 Coût et gains réels des consommations			PHASE 1 Coût et gains des consommations – hors tarif spécifique de comptage			PHASE 2 Coût et gains réels des consommations		
€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL	€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL	€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL
prix moyen consommation globale	355	410	prix moyen consommation globale	321	410	prix moyen consommation globale	284	325
prix moyen allo-consommation	409	403	prix moyen allo-consommation	409	403	prix moyen allo-consommation	328	324
prix moyen auto-consommation	281	419	prix moyen auto-consommation	201	419	prix moyen auto-consommation	191	325
<p>Le MWh électrique a coûté en moyenne 355 €/MWh aux occupants du bâtiment, contre 410 €/MWh si l'ensemble de la consommation avait dû être acheté sur le réseau.</p> <p>Le gain moyen des consommateurs de 55€/MWh est réalisé exclusivement sur le coût de la commodité.</p> <p>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 qui explique un surcoût de 28,5€/MWh.</p>			<p>Le MWh électrique a coûté en moyenne 321 €/MWh, contre 410 €/MWh si l'ensemble de la consommation avait été achetée sur le réseau.</p> <p>L'écart important se justifie par :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Une période comportant 2 étés et donc davantage d'auto-consommation</li> <li>Le marché en période de sortie de crise énergétique affichant encore des prix élevés</li> </ul> <p>L'électron auto-consommé demeurant moins cher, le coût de la commodité a été réduit de 83,6 €/MWh, tous types de consommations considérés. Le tarif réseaux a engendré une réduction de coût de 5,5 €/MWh.</p>			<p>Lors de la seconde phase, le prix moyen de la consommation pour les membres d'ACRus s'élevait à 284 €/MWh, contre 325 €/MWh en l'absence de partage d'énergie.</p> <p>Cette réduction s'explique par :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>une économie de 18,5 €/MWh sur les tarifs d'accès au réseau,</li> <li>et une diminution de 40,2 €/MWh grâce à la valorisation de la commodité locale, tous types de consommations confondus.</li> </ul> <p>La diminution plus modérée du coût de l'électron s'explique principalement par le fait que la phase 2 ne couvre qu'un seul été, durant lequel l'ensoleillement a également été moins important que lors de la première période.</p>		
Gain ENERGIE/commodité	83,6	€/MWh	Gain ENERGIE/commodité	83,6	€/MWh	Gain ENERGIE/commodité	21,7	€/MWh
Gain GRD, surcharges, accises	-28,5	€/MWh	Gain GRD, surcharges, accises	5,5	€/MWh	Gain GRD, surcharges, accises	18,5	€/MWh
Gain TOTAL	55	€/MWh	Gain TOTAL	89	€/MWh	Gain TOTAL	40,2	€/MWh
Gain TOTAL	5.348	€	Gain TOTAL	8.651	€	Gain TOTAL	4.060	€



L'annexe 1 fournit le détail des coûts unitaires et gains par phase du projet, type de composante (commodité, réseaux) et type de consommation (auto ou allo -consommation).

## Période totale

€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL		
prix moyen consommation globale	319	366		
prix moyen allo-consommation	358	354		
prix moyen auto-consommation	248	388		
			Gain ENERGIE/commodité	52
			Gain GRD, surcharges, accises	-4,5
			Gain TOTAL	47,5
			Gain TOTAL	9.407
				€/MWh
				€

En tenant compte des deux phases du projet, le gain moyen total par participant s’élève à **47,5 €/MWh sur une période de 36 mois**.

Ce gain résulte principalement d’une réduction de 52 €/MWh, rendue possible grâce à la valorisation de la commodité locale.

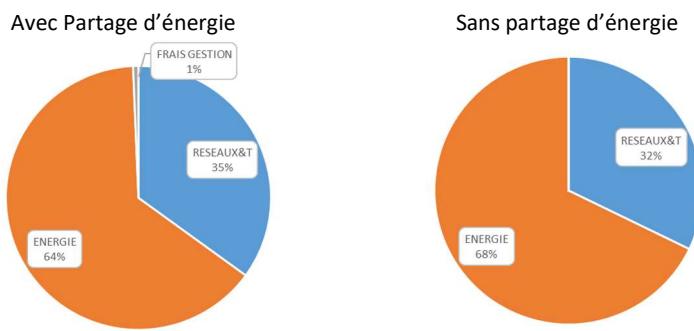
Toutefois, bien que la phase 2 ait permis une diminution des frais de réseau de 18,5 €/MWh, la mise en place, lors de la phase 1, d’un tarif périodique spécifique de comptage, a entraîné un surcoût moyen de 4,5 €/MWh sur les tarifs d'accès au réseau.

**Les frais de gestion** perçus par IDETA, fixés à 5 €/MWh auto-consommé, restent minimes (392 €) et n’ont pas du tout permis de couvrir les coûts réels de gestion. Ils ne représentent en effet que 0,62 % du coût total du partage. Un calibrage plus optimal (basé sur un forfait fixe et un complément variable) doit être prévu dans les futures communautés d’énergie.

**La proportionnalité des différentes composantes de la facture et la prépondérance du coût de l’électron** reste un élément à prendre en considération dans la méthodologie de sensibilisation. Cette prépondérance est plus ou moins élevée selon les fluctuations des indices du marché (et donc davantage en phase 1 durant ce projet).

Compte tenu du coût généralement inférieur de l’électricité auto-consommée, le partage d’énergie permet de réduire le coût de la commodité facturée, tout en augmentant la part relative des frais de réseau. **Le partage renforce ainsi l’effet pécuniaire d’une grille tarifaire ‘réseaux’ incitative**. Durant les 2 phases du projet, la quote-part des frais de réseaux et surcharges est restée à environ 35%.

### % d'affectation du coût total facture

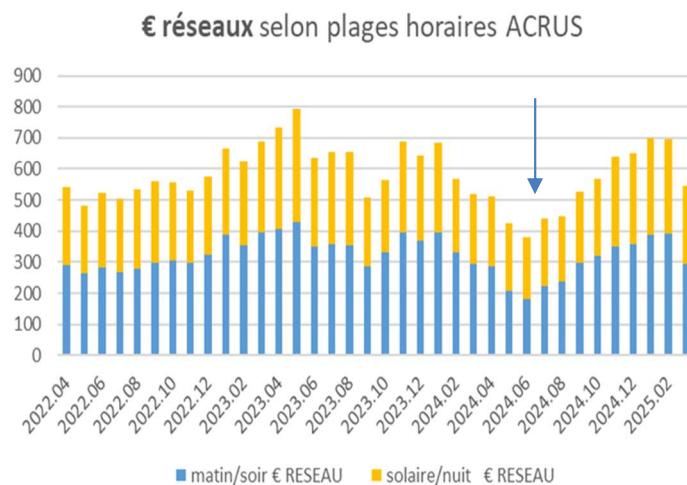


### 7.2. Coût des consommations par plage horaire

Le prix total de l’énergie n’est pas comparable par plage horaire car, pour la commodité, la définition classique des plages heures pleines/heures creuses (horaire en journée et week-ends) ne

coïncide pas avec celle définie pour l'auto- et l'allo-consommation. Aussi, seule la composante 'Réseaux' (incl. surcharges et accises) a été comparée ci-dessous.

Pour établir 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.



Au cours de la seconde phase, entre mars et septembre 2024, on observe clairement l'effet financier généré par le volume d'auto-consommation saisonnier et la réduction de 80 % appliquée à l'énergie auto-consommée.

#### Composante RESEAU (et surcharges) par plage horaire (sans frais de comptage spécifiques)

	<i>Solaire</i>	<i>Nuit</i>	<i>Soir</i>	<i>Matin</i>	<i>GLOBAL</i>
<b>Phase1</b>					
Répartition consommation	32%	27%	17%	24%	<b>97 MWh</b>
Répartition coût 'RESEAU' (et surcharges)	22%	23%	25%	30%	
Taux d'ACC	36%	/	47%	55%	<b>41%</b>
Taux de COUVerture	78%	/	38%	45%	<b>42%</b>
Coût moyen Réseaux (et surcharges)	74 €/MWh	97 €/MWh	162 €/mwh	140 €/MWh	<b>111 €/MWh</b>
Coût moyen Total consommation					<b>321 €/MWh</b>
<b>Phase2</b>					
Répartition consommation	57%		43%		<b>97 MWh</b>
Répartition coût 'RESEAU' (et surcharges)	45%		55%		
Taux d'ACC	49%		64%		<b>41%</b>
Taux de COUVerture	36%		26%		<b>42%</b>
Coût moyen Réseaux (et surcharges)	79 €/MWh		131 €/MWh		<b>101 €/MWh</b>
Coût moyen Total consommation					<b>284 €/MWh</b>

La répartition des consommations a peu évolué entre les deux phases. En revanche, les taux d'auto-consommation et de couverture globaux ont, quant à eux, connu une évolution qui s'explique principalement par un ensoleillement plus favorable durant la phase 1, ainsi que par le fait que celle-ci s'est étendue sur deux étés, contre un seul pour la phase 2.

Le prix de la composante GRD et accises reste établi autour de 35% du coût total de la facture durant les 2 phases. En phase 2, le prix de l'électron résiduel sur le marché a baissé, le coût des frais réseaux auto-consommés a également été réduit. L'un dans l'autre, les pourcentages de répartition des composantes de facture sont restés constants.

## 8. Conclusion

Durant la phase 1 du projet pilote ACRus, IDETA a mis en place, avec ORES et les fournisseurs de l'énergie résiduelle, les éléments permettant d'assurer les comptages et les différentes facturations du projet, en vue de tester des grilles tarifaires GRD incitatives au déplacement de charge et encourager la consommation aux heures les plus probables d'ensoleillement.

Ainsi, la première grille tarifaire envisageait quatre plages horaires distinctes, avec des tarifs incitatifs appliqués à l'ensemble des consommations, qu'elles soient locales ou issues du réseau. Le résultat s'étant révélé peu concluant, une seconde grille, simplifiée en deux plages horaires, a été mise en place lors de la seconde phase. Celle-ci intégrait un incitant financier maximal durant les heures creuses solaires et nocturnes, avec une réduction de 80 % du tarif GRD proportionnel, mais limitée à l'énergie partagée.

Nous avons constaté durant le projet un taux de surplus important dû à l'absence de consommation industrielle dans 2 halls relais de l'immeuble. Pour les autres occupants, nous avons constaté un fort impact de la production saisonnière sur l'auto-consommation et une difficulté à opérer rapidement des déplacements de charge. Ceux-ci sont restés marginaux dans un cadre locatif où plus de 60 % des membres dans le centre d'entreprise bénéficiaient d'un forfait mensuel toutes charges incluses, limitant leur réactivité aux signaux tarifaires.

Une PME de production artisanale installée dans l'un des halls relais a démontré une capacité d'adaptation, à condition toutefois de bénéficier d'un encadrement spécifique et régulier pour compenser le manque de moyens immédiats dont disposent généralement les petites entreprises pour étudier la question des consommations énergétiques. Cet occupant poursuit d'ailleurs l'expérience dans un autre projet, illustrant que les PME constituent une cible intéressante dans le cadre d'une approche pédagogique et volontariste.

La borne de recharge représentait un levier d'action intéressant, mais le mécanisme tarifaire mis en place devait aussi éviter une refacturation à perte en cas d'allo-consommation lors de la période tarifaire GRD plus favorable. Le mécanisme devait donc combiner le coût de la commodité allo- ou auto-consommée (prélevée ou partagée) et les plages horaires de tarifs GRD. La combinaison de ces éléments crée une complexité pour l'utilisateur, à moins de disposer de signaux visuels simplificateurs sur les appareils de charge. On a constaté que la charge du matin est restée importante. Globalement ce constat souligne les limites du signal prix réseau par rapport au bénéfice de la production locale et aux besoins de fonctionnement économique des entreprises.

Le projet a permis un gain financier. La mesure du gain, accompagné d'une communication régulière et transparente sur les résultats quantitatifs et pécuniers, constitue un levier important de sensibilisation.

Compte tenu du cadre locatif variable et de la surproduction solaire disponible dans le bâtiment, il a été opté pour l'inclusion de l'immeuble dans une communauté d'énergie plus large. Ce choix permettra d'accroître l'énergie partagée et au final, d'améliorer la valorisation de l'énergie produite localement.

## 9. Annexes

### 9.1. Annexe 1 : détail des prix et gains unitaires par phases, type de composante et type de consommations

Les tableaux suivants donnent la répartition des prix unitaires et des gains selon la composante de coût et selon le type d'électron auto (partagé)- ou allo-consommé (résiduel).

La composante ENERGIE reprend le prix électron, ainsi que la cotisation énergie verte et les frais de gestion lorsqu'ils sont applicables.

La composante RESEAUX&TAX reprend les frais de réseaux de distribution et de transport, ainsi que les droits d'accises et autres surcharges. Les accises et surcharges représentaient environ 16 €/MWh vu les volumes du projet.

Les taux de couverture donnant le % applicable aux prix des auto-consommations sont donnés au point 6.1 du présent rapport.

Phase 1 (avec frais de comptage)				Phase 1 (sans frais de comptage)			
€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL	Gains issus du partage	€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL	Gains issus du partage
prix moyen consommation globale	355	410	55,1	prix moyen consommation globale	321	410	89,1
prix moyen allo-consommation	409	403	-5,9	prix moyen allo-consommation	409	403	-5,9
prix moyen auto-consommation	281	419	138,1	prix moyen auto-consommation	201	419	218,4
prix moyen réel ENERGIE	210	294	83,6	prix moyen réel ENERGIE	210	294	83,6
prix du volume allo	294	294	0,0	prix du volume allo	294	294	0,0
prix du volume auto	95	293	197,3	prix du volume auto	95	293	197,3
prix moyen réel RESEAUX&TAX	145	116	-28,5	prix moyen réel RESEAUX&TAX	111	116	5,5
prix du volume allo	115	109	-5,9	prix du volume allo	115	109	-5,9
prix du volume auto	186	127	-59,2	prix du volume auto	106	127	21,1
Phase 2							
€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL	Gains issus du partage	€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL	Gains issus du partage
prix moyen consommation globale	284	325	40,2	prix moyen consommation globale	284	325	40,2
prix moyen allo-consommation	328	324	-3,2	prix moyen allo-consommation	328	324	-3,2
prix moyen auto-consommation	191	325	133,7	prix moyen auto-consommation	191	325	133,7
prix moyen réel ENERGIE	183	205	21,7	prix moyen réel ENERGIE	183	205	21,7
prix du volume allo	208	208	0,0	prix du volume allo	208	208	0,0
prix du volume auto	131	199	68,3	prix du volume auto	131	199	68,3
prix moyen réel RESEAUX&TAX	101	120	18,5	prix moyen réel RESEAUX&TAX	101	120	18,5
prix du volume allo	120	117	-3,2	prix du volume allo	120	117	-3,2
prix du volume auto	60	126	65,3	prix du volume auto	60	126	65,3

**Phases 1+2 (avec frais de comptage)**

€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL	Gains issus du partage
prix moyen consommation globale	319	366	47,5
prix moyen allo-consommation	358	354	-4,3
prix moyen auto-consommation	248	388	140,0
prix moyen réel ENERGIE	196	248	52,0
prix du volume allo	243	243	0,0
prix du volume auto	114	259	144,8
prix moyen réel RESEAUX&TAX	123	118	-4,5
prix du volume allo	116	111	-4,3
prix du volume auto	135	130	-4,8

**Phases 1+2 (sans frais de comptage)**

€/MWh	AVEC PARTAGE LOCAL	SANS PARTAGE LOCAL	Gains issus du partage
prix moyen consommation globale	302	366	64,2
prix moyen allo-consommation	358	354	-4,3
prix moyen auto-consommation	202	388	186,4
prix moyen réel ENERGIE	196	248	52,0
prix du volume allo	243	243	0,0
prix du volume auto	114	259	144,8
prix moyen réel RESEAUX&TAX	106	118	12,2
prix du volume allo	116	111	-4,3
prix du volume auto	88	130	41,6