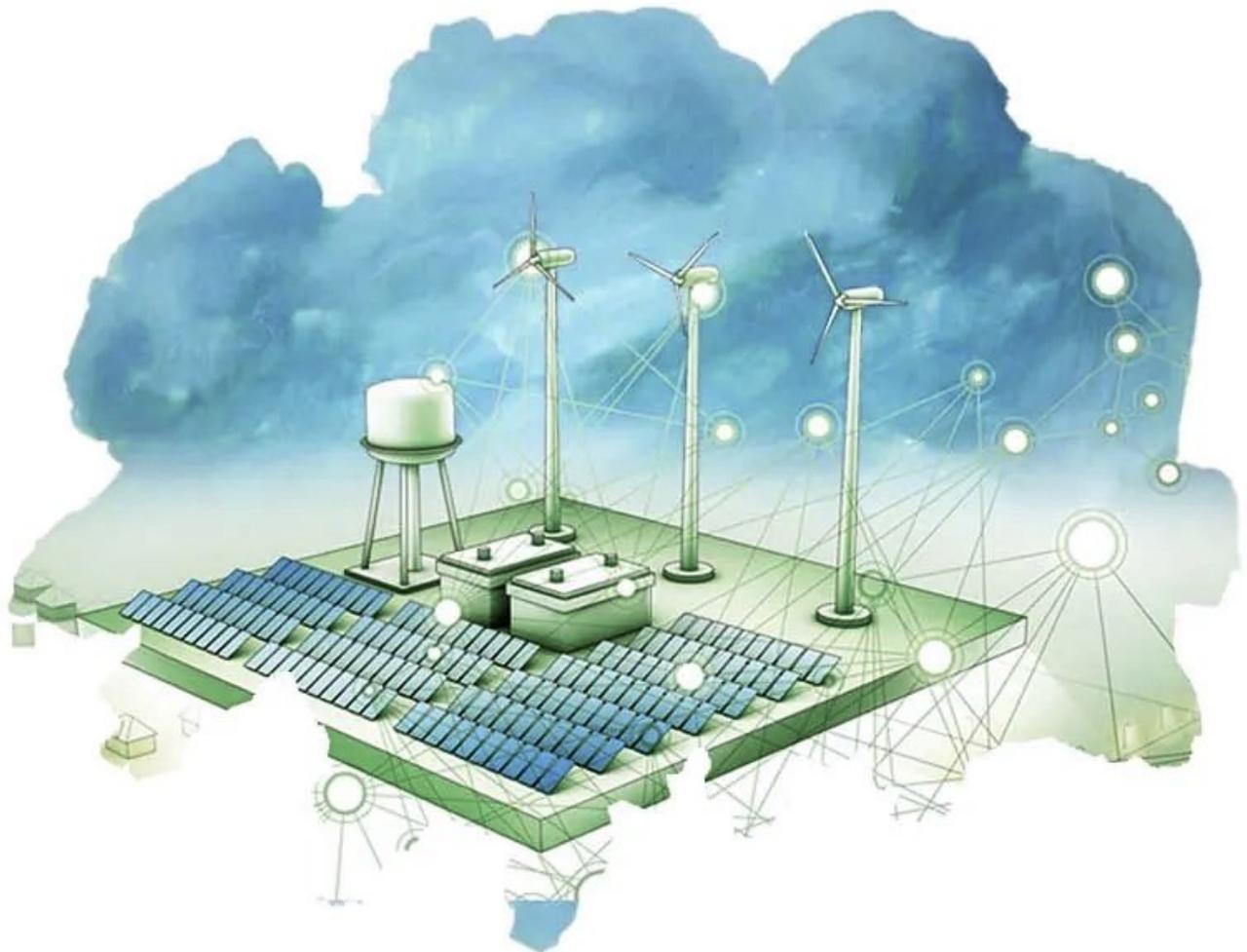




Projet MeryGrid

Rapport Final



Synthèse des résultats acquis au cours de la recherche

Le projet MeryGrid est un projet dont le but initial était d'établir une CER à Méry, dans la commune d'Esneux. Nous souhaitons remercier les entreprises qui ont pris part à ce projet : (i) CBV, (ii) MeryBois et (iii) MeryTherm. Grâce à leur coopération, nous avons été en mesure de recueillir de précieuses données réelles sur lesquelles nous avons pu nous reposer, afin de proposer une étude riche en enseignements sur les CERs, leur impact vis-à-vis du réseau de distribution, ainsi que les conditions nécessaires à leur viabilité. Le projet MeryGrid a permis de recueillir les données de plusieurs entreprises : (i) la société « Compagnie belge de ventilateurs » (CBV), ayant un profil de consommateur, (ii) la société « MeryBois », ayant un profil de consommateur équipé de panneaux solaires pour subvenir à ses propres besoins, ainsi que (iii) la société « MeryTherm », consommateur et un producteur important d'énergie hydraulique. Nous avons également à notre disposition une batterie lithium-ion de 600kVA pilotée par notre outil de contrôle et de supervision, développé dans le cadre du projet MeryGrid, à savoir l'Energy Management System (EMS).

Il s'agit d'un outil s'inscrivant dans le contexte des communautés d'énergie renouvelable (CER). Il permet au gestionnaire de la communauté de superviser celle-ci en fournissant les services suivants : (1) mesurer la consommation et la production de chaque membre de la communauté, (2) prédire leur consommation et production future sur les prochaines 24h. Il permet également un contrôle intelligent du micro-réseau en réalisant : (3) un contrôle optimal (en temps réel) des ressources que le gestionnaire met à disposition de la communauté (ex.: systèmes de stockages), ainsi qu'une (4) distribution optimale de la production énergétique entre les membres de la communauté. Les actions de contrôle permettent d'optimiser les compteurs de chaque membre de la communauté afin de minimiser leurs factures mensuelles.

Ce contrôle est effectué en temps réel, afin de tenir compte des variations de l'évolution de la production et de la consommation (qui peuvent dévier à tout moment des prédictions initiales, bien que celles-ci soient mises à jour toutes les 15 minutes). L'EMS est un élément essentiel au bon fonctionnement d'une CER, dans la mesure où les actions de contrôle ont une incidence sur les échanges d'énergie, et de ce fait, sur les factures finales des membres de la CER (ex.: réduction de la pointe, stockage d'énergie en vue d'une utilisation de celle-ci au moment adéquat).

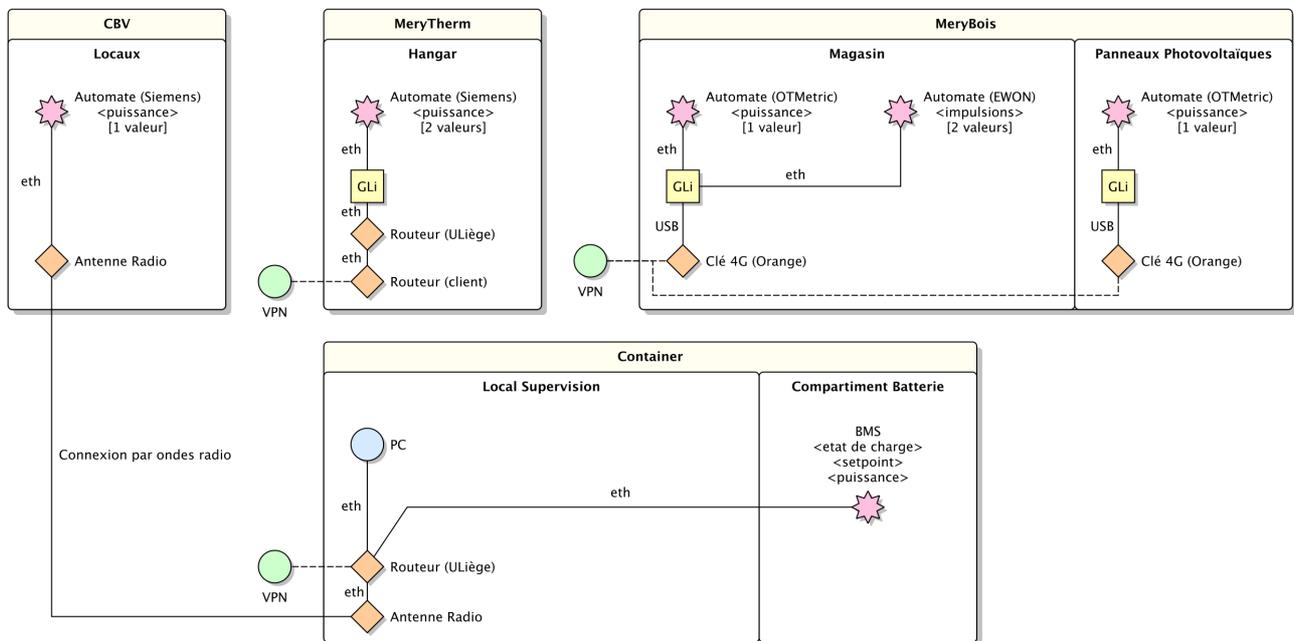
En vue d'une future industrialisation, nous avons décidé de travailler en étroite collaboration avec la société Haulogy, qui est un éditeur de logiciels principalement destinés aux gestionnaires de réseaux de distribution et fournisseurs d'énergie actifs sur les marchés du gaz et de l'électricité (<https://www.haulogy.net>). Haulogy met à notre disposition la plateforme AMEO. Il s'agit d'un outil performant permettant de fournir une vue sur la communauté d'énergie renouvelable (CER). Cette interface peut aisément s'adapter en fonction des besoins de l'utilisateur cible. Ainsi, le gestionnaire de la CER aura une vue sur les échanges énergétiques et la rentabilité financière de la CER, tandis qu'un membre de la CER pourra suivre l'évolution de sa production et de sa consommation en temps réel. La plateforme AMEO repose également sur du cloud computing, ce qui permet d'améliorer significativement la robustesse logicielle de l'ensemble.

Architecture hardware et software

Architecture hardware

Installation

Un container divisé en 2 locaux a été placé sur site à l'extérieur. La CER est composée de 3 membres / entreprises : CBV, MeryTherm et MeryBois. Dans chacune de ces sociétés, un ou plusieurs automates ont été installés afin de mesurer leur production / consommation en temps réel.



Les automates du container, de MeryTherm et MeryBois sont connectés à un réseau VPN, mis en place grâce à l'utilisation de "GLi" (= mini routeur). L'automate de CBV est quant à lui connecté au routeur du container grâce à une connexion radio. Deux connexions 4G ont été utilisées pour les automates de MeryBois : une pour les automates du magasin, et une autre pour l'automate des panneaux photovoltaïques. L'automate de MeryTherm utilise la connexion internet de la société. Concernant CBV, il s'agit d'une connexion directe par antenne radio. Il est également à noter que nous avons rencontré un problème de plage d'adresses IP lorsque nous avons installé notre matériel chez MeryTherm. Ce problème a été résolu grâce à l'ajout d'un second routeur. L'automate EWON installé dans le magasin de MeryBois est directement connecté au compteur de RESA, et mesure directement les impulsions de celui-ci. Tous les autres automates sont connectés au réseau via des pinces ampère-métriques.

Le BMS de la batterie ("battery management system") étant physiquement proche du local de supervision, nous avons été en mesure de le connecter directement au routeur du local de supervision. De ce fait, l'application EMS communique directement avec lui sans passer par le réseau VPN. Par ailleurs, le fournisseur de la connexion internet du local de supervision est VOO.

Toutes les 5 secondes, l'EMS interroge les automates ainsi que le BMS de la batterie afin de connaître l'état actuel du réseau. Les mesures sont ensuite stockées dans une base de données (InfluxDB).

Appareil	Référence(s)	Protocole
BMS de la batterie	/	SNMP v3
Automate "Siemens"	CPU 1510 SP-1PN (automate) SETRON 3200 (centrale de mesure) >>> plus d'informations ici <<<	snap7
Automate "OTMetric"	EFLEX 4UB	Modbus TCP/IP
GLi	GL-iNet GL-MT300N-V2	

Mesures réalisées sur site

Nous avons pu collecter un peu plus d'un an de données sur le site de MeryGrid de juin 2020 à mai 2021. Durant cette période, le site de MeryGrid a subi plusieurs défaillances (principalement des pannes de courant), qui ont occasionné l'arrêt notre système de mesure à plusieurs reprises.

A notre demande, RESA nous a fourni les mesures dont ils disposaient afin de nous permettre, d'une part de comparer nos mesures réalisées en temps réel avec celles réalisées par RESA, et d'autre part, nous permettre de combler les trous que nous avons dans notre jeu de données. Cependant, les données de RESA ne sont pas aussi précises que nos mesures, en ceci qu'elles ne nous permettent pas de connaître la consommation et la production exactes de chaque membre, mais uniquement leur consommation nette. En conséquence, ces données à elles seules sont insuffisantes pour combler les trous de notre jeu de données, notre système ayant besoin de connaître à la fois la consommation et la production de chaque membre.

Mesures additionnelles

Nous avons collaboré avec le laboratoire de Climatologie et Topoclimatologie de l'Université de Liège afin de disposer de différentes mesures climatiques du site de MeryGrid (présentes et futures, avec une prédiction sur les 10 prochains jours). Dans le cadre de ce projet, nous avons exploité les mesures d'irradiance (= éclaircissement énergétique) et le niveau de précipitation.

Par ailleurs, nous avons également récupéré les données de production éolienne mis à disposition par Elia. Il s'agit de données agrégées sur un ensemble d'éoliennes on-shore belges. Ces dernières ont été utilisées afin de proposer des simulations de CERs additionnelles comprenant une éolienne.

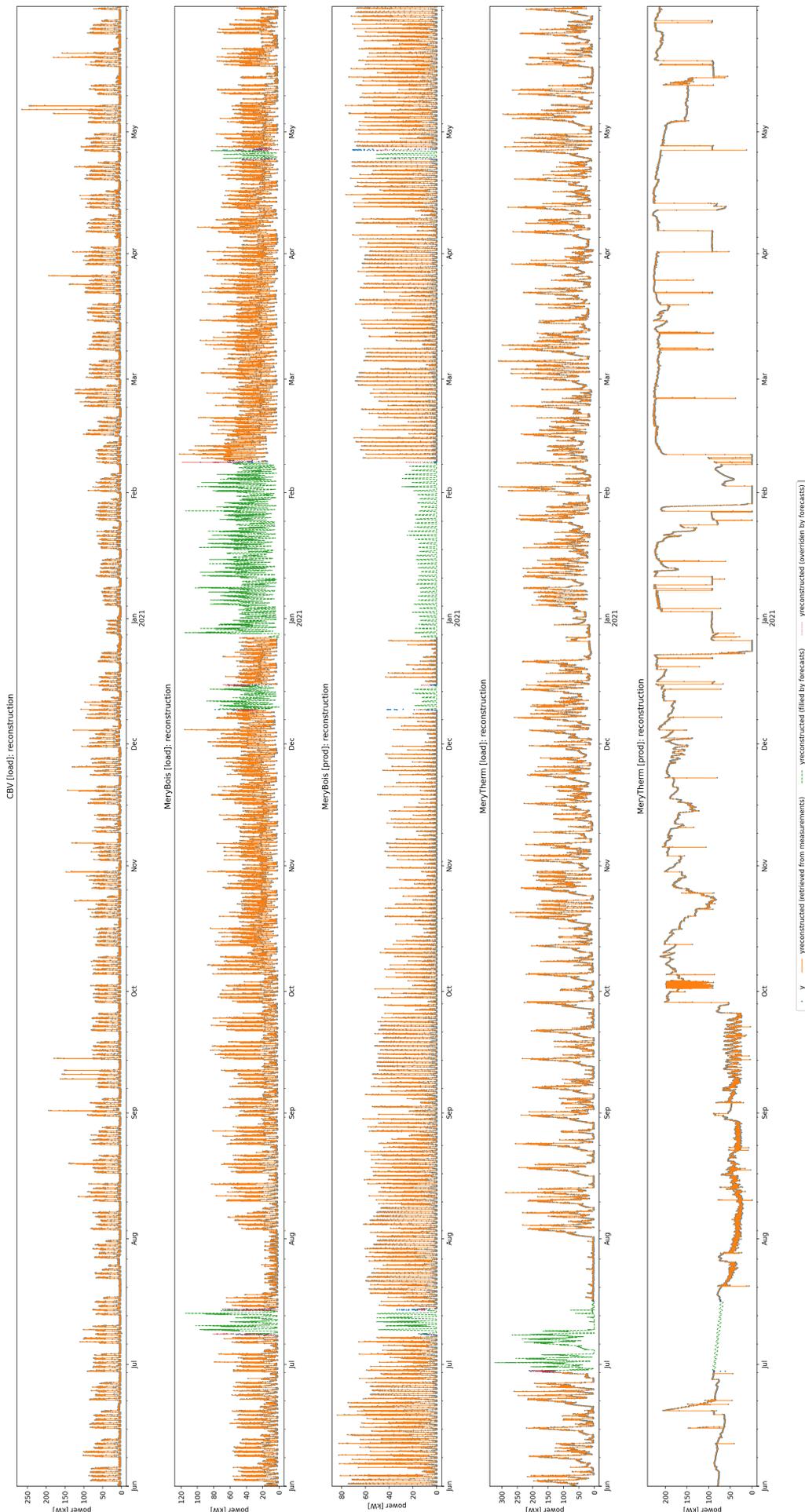
Reconstruction des données

Afin de disposer d'un jeu de données d'un an exploitable pour réaliser les différentes études de ce projet, nous avons dû mettre en place une procédure visant à reconstruire les données durant les périodes où le système de mesure mis en place sur le site de MeryGrid n'était pas opérationnel.

Pour ce faire, nous avons tout d'abord utilisé les données de RESA afin de reconstruire une partie des données. En effet, les données de RESA nous permettent de connaître la consommation nette de chaque membre. Nous pouvons donc déduire la consommation brute d'une membre si nous disposons de mesures concernant sa production brute (et inversement).

Pour reconstruire le reste des données, nous avons eu recours à des modèles de prévision. La construction de ses modèles est décrite dans la section qui lui est consacrée. (en orange : données réelles correspondant à nos mesures et aux données de RESA, en vert : données reconstruites à l'aide de nos modèles de prévision).

Ce graphique permet de visualiser le résultat de cette reconstruction (en orange) : données réelles correspondant à nos mesures et aux données de RESA, en vert : données reconstruites à l'aide de nos modèles de prévision).



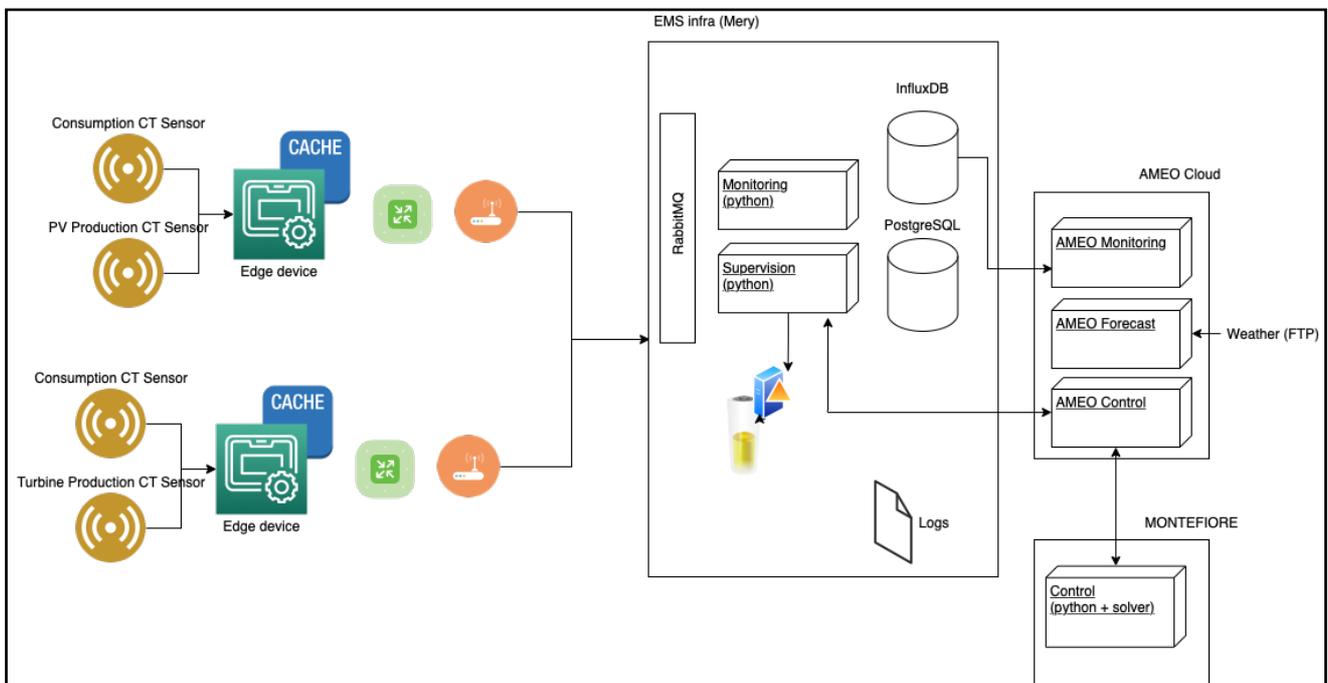
Architecture software

La tâche de Sirris au sein du projet Merygrid II était de voir comment le système informatique pouvait être fiabilisé dans son ensemble afin d'être plus robuste et résilient en vue de déploiements ultérieurs pour d'autres communautés énergétiques. Quand le projet Merygrid II a débuté, ULiège avait déjà pris les devants et résolu différents problèmes majeurs, notamment liés à des communications sans fil qui n'étaient pas stables. Celles-ci ont été remplacées par des connexions cellulaires ou filaires plus robustes.

Au début du projet, Sirris a pris connaissance de tous les documents décrivant l'état de l'architecture existante. Cette architecture matérielle et logicielle fonctionnait alors principalement dans le conteneur placé à Mery et dans les différentes sociétés de la communauté énergétique.

Un premier rapport a été réalisé par Sirris afin d'analyser plus en détail les sources potentielles d'erreurs, pannes et défaillances et ce, à différents niveaux (approche « resilient software design »). Nous étions alors dans un contexte d'évolution de l'architecture « Merygrid I » vers une architecture hybride intégrant des éléments de la solution cloud AMEO de Haulogy. A ce stade, Sirris a mis en avant des types d'architecture permettant déjà d'améliorer la situation et nous nous sommes rendus compte que la solution AMEO tendait déjà vers l'utilisation de plusieurs de ces bonnes pratiques, telles qu'une organisation en micro-services.

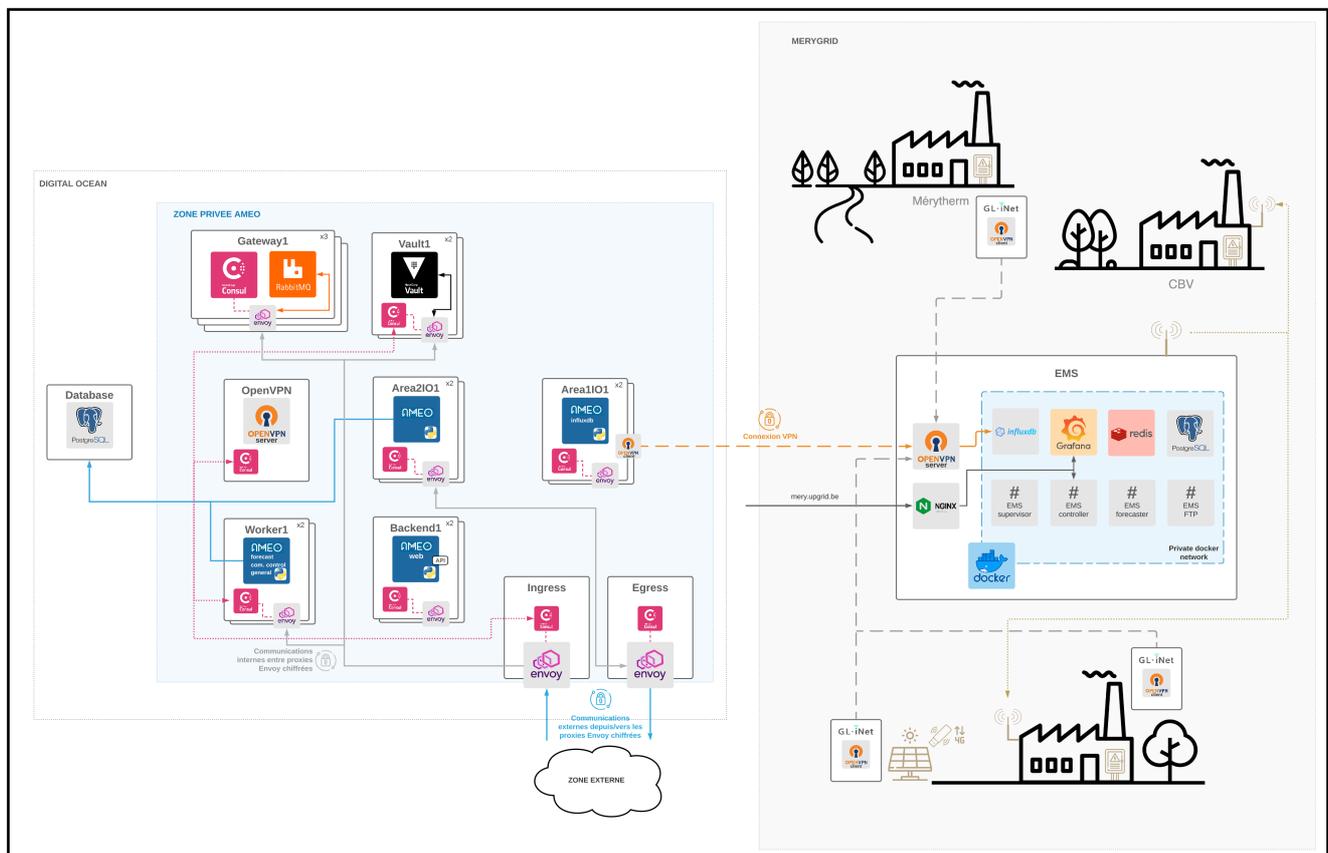
Différentes sources d'erreurs, pannes ou défaillances ont été mises en avant et nous avons mis en avant les notions d'isolation, modulation et redondance pour tenter de palier aux problèmes éventuels. Nous avons également sensibilisé le consortium à l'utilisation prochaine de moyens permettant d'améliorer l'observabilité en cas de problème, dérive potentielle ou simplement pour avoir des métriques de performance. Enfin, nous avons proposé de réaliser des « post-mortem » des différents problèmes qui sont survenus afin d'en garder une trace et éventuellement proposer une résolution pérenne dans le backlog. Un nouveau schéma d'architecture a été dessiné afin de refléter l'évolution progressive de certains modules historiques vers des modules AMEO existants ou à développer/améliorer.



Parallèlement à l'évolution de l'architecture vers la plate-forme AMEO et aux développements entre Haulogy et ULiège, Sirris s'est également penché sur l'aspect IoT et plus spécifiquement sur les périphériques et moyens de communication permettant l'échange de données entre les membres de la communauté énergétique et la plate-forme cloud. Ceci concerne principalement le télé-relevage de la consommation et la production énergétique.

Nous avons analysé différentes solutions cibles et robustes qui permettraient de déployer une quantité limitée de périphériques dans les sociétés de la communauté et à un faible coût ; l'idée étant de pouvoir démocratiser le coût des déploiements tout en assurant une robustesse du système et une connectivité fiabilisée avec la plate-forme centrale. Nous avons donc analysé les solutions actuelles et futures permettant le télé-relevage et regardé avec quels systèmes IoT légers et embarqués ils pouvaient être interfacés. Différents tests de systèmes ont été réalisés en labo, notamment avec des systèmes basés sur OpenWRT (Linux) et embarquant des modules dédiés pour l'envoi en « push » de données via des réseaux cellulaires et avec l'utilisation d'une mémoire tampon. Nous avons toutefois rencontré différents obstacles lors de la mise en place de PoC, que ce soit en terme d'espace mémoire disponible sur ces périphériques, ou encore lors des tests des connectivités cellulaires dans des environnements de type « cave » ou isolés où l'on retrouve souvent les compteurs. Nous avons également exploré des solutions avec des connectivités redondantes. Nous n'avons cependant pas trouvé de solution parfaite et universelle avec les solutions qui existaient à cette époque sur le marché.

L'architecture software/hardware cible avec la migration de modules vers AMEO est finalisée début 2022. Des réunions ont eu lieu avec Haulogy et Université de Liège ont été organisées afin de mettre à jour les documents d'architecture propres à MeryGrid dans l'infrastructure complète d'AMEO. Une dernière revue du stack technologique et de la cybersécurité de cette architecture finale par Sirris prévue dans le courant du mois d'avril 2022 afin de prodiguer les derniers conseils ou orientations pour les évolutions futures tout en gardant à l'esprit également les éléments de robustesse, résilience et d'observabilité mentionnés au début de cette section.

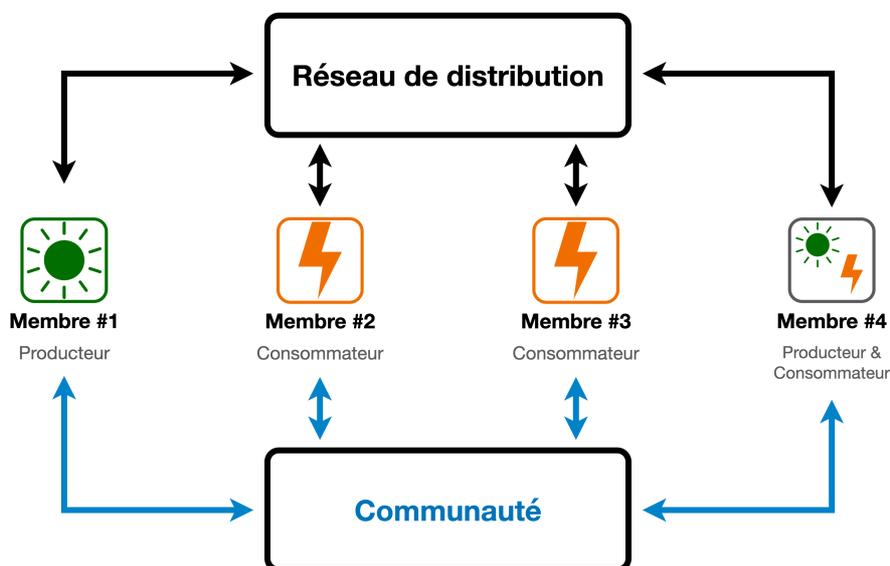


Facturation dans une CER

La facture d'une CER est définie comme la somme des factures de ses membres. Le calcul de la facture d'un membre consiste à additionner les factures de l'ensemble de ses compteurs. En l'absence d'une CER, un compteur mesure l'énergie prélevée depuis le réseau ou injectée vers le réseau. Ces quantités sont

- L'énergie importée depuis le réseau correspond à la partie de la demande d'un membre qui n'a pas été satisfaite par la production de ce même membre.
- L'énergie exportée vers le réseau correspond à la partie de la production du membre qui n'a pas été consommée par ce même membre.

Lorsqu'une CER est mise en place, l'énergie peut circuler librement entre ses membres. Concrètement, cela se traduit par l'introduction d'un réseau parallèle appelé « communauté ». Lorsqu'un membre a besoin de satisfaire sa demande, il peut avoir recours au réseau (comme lorsqu'il n'était pas dans une CER), mais également à la communauté. La communauté ne peut satisfaire la demande d'un membre que si d'autres membres de la CER exportent de l'énergie vers la communauté au même instant. L'énergie circulant dans la CER étant facturée à un prix plus avantageux, la somme des factures des membres d'une CER diminuera chaque fois que ses membres auront recours à la communauté au lieu du réseau.

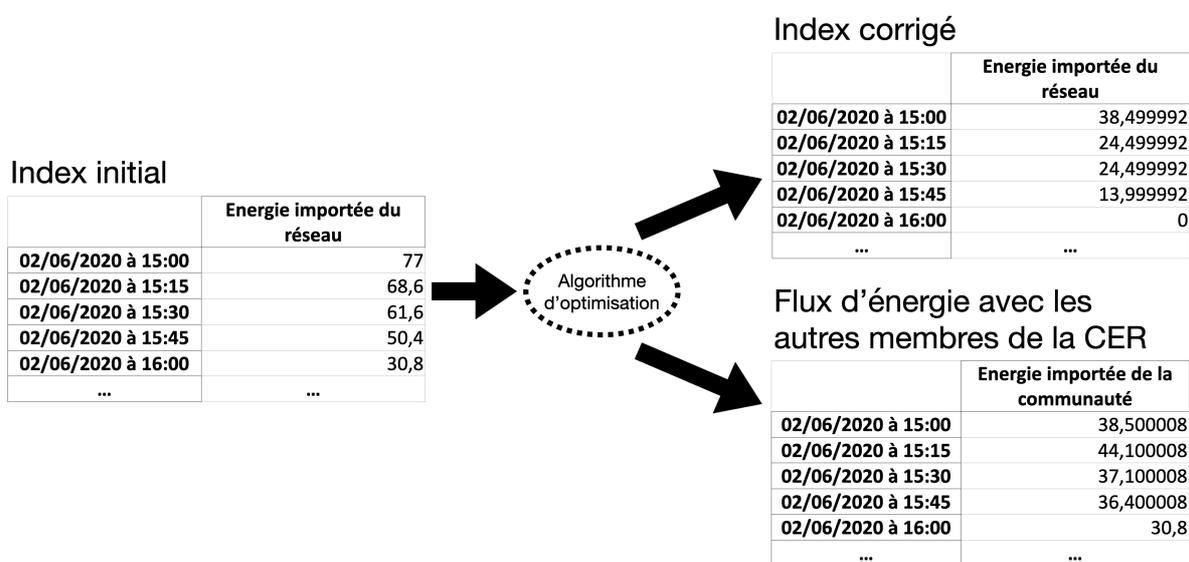


Déterminer, quart d'heure par quart d'heure, quelle part de la demande d'un membre doit être satisfaite par le réseau et quelle part doit être satisfaite par la communauté est un problème complexe (notamment lorsqu'il s'agit de faire un choix entre fournir de l'énergie à un membre ou utiliser cette même énergie pour recharger une batterie). C'est pourquoi nous avons recours à un algorithme reposant sur des techniques d'optimisation afin de réaliser ce calcul pour nous. Cet algorithme a fait l'objet d'une publication (voir annexe). Ce dernier calcule la répartition d'énergie optimale entre le réseau et la communauté, tout en veillant à (i) minimiser les factures de tous les membres, (ii) assurer l'équilibre entre l'énergie produite et consommée au sein de la communauté, (iii) maximiser la quantité d'énergie échangée dans la communauté, (iv) contrôler de manière optimale la ou les batteries de la CER (ex.: réduction des pointes, maximisation des échanges internes de la communauté).

La facture associée à chaque membre dépend à la fois des énergies échangées avec le réseau et la communauté, mais également des pointes de consommation. Le calcul est décrit en détail en annexe.

Processus de facturation dans une CER (dans le cadre du projet MeryGrid)

- (1) Au début de chaque mois, RESA communique à l'Université de Liège les mesures relevées sur les compteurs (index initiaux) de tous les membres de la CER.
- (2) L'Université de Liège optimise les index initiaux et transmet les index corrigés à RESA.
- (3) RESA valide les index corrigés par l'Université de Liège et les transmet aux fournisseurs.
- (4) Après validation par RESA, l'Université de Liège communique aux fournisseurs :
 - Les index corrigés.
 - Les flux d'énergie entre les membres de la CER.
- (5) Le gestionnaire de la CER réalise les factures « communauté » et les envoie aux membres de la CER.



Répartition des gains financiers entre les membres

L'optimisation réalisée par notre EMS a pour objectif de maximiser la **somme des factures des membres de la CER**. Cette approche, bien que maximisant les gains réalisées par la CER, ne permet pas une répartition équitable de ces bénéfices. C'est pourquoi, nous redistribuons l'ensemble des gains a posteriori. Bien que le choix des règles de répartition restent à définir au cas par cas en fonction des apports de chacun des membres de la CER ainsi que de son gestionnaire, il nous apparaît important de faire une proposition qui peut servir de point de départ.

Principe général

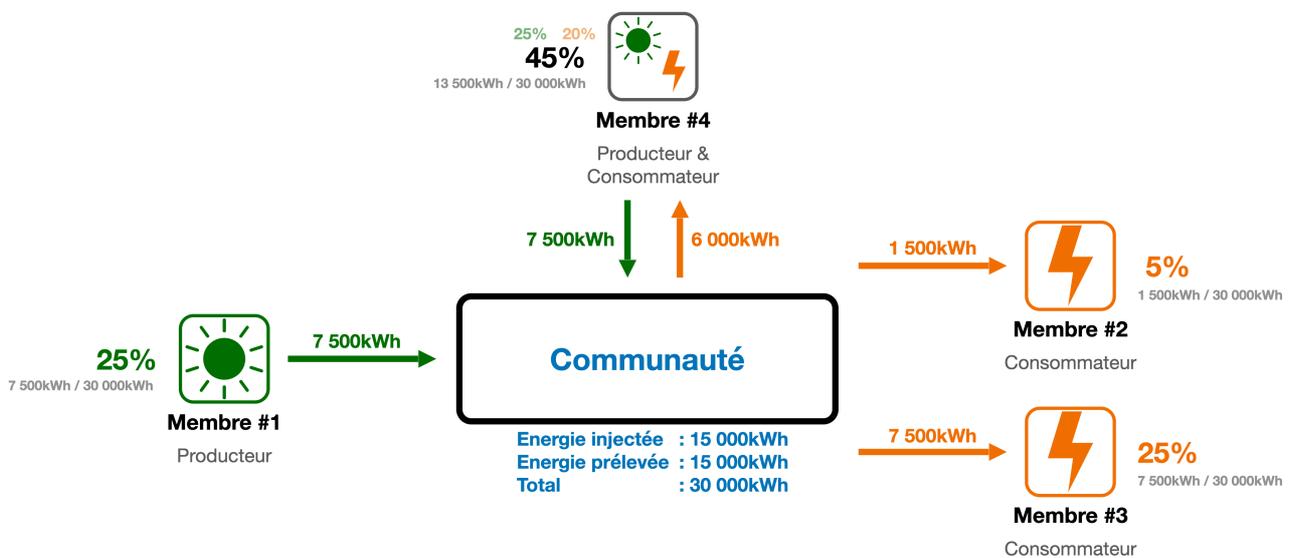
- Plus un membre contribue au fonctionnement de la CER, plus la part perçue par ce dernier devrait être importante.
- Nous avons fait le choix de définir la contribution d'un membre comme étant la quantité d'énergie qu'il prélève et injecte dans la communauté.

Formulation mathématique

$$c^{(n)} = \frac{x_p^{(n)} + x_i^{(n)}}{\sum_k x_p^{(k)} + x_i^{(k)}}, \text{ avec :}$$

- $c^{(n)}$: Contribution du membre n .
- $x_p^{(n)}$: Energie prélevée depuis la communauté par le membre n .
- $x_i^{(n)}$: Energie injectée vers la communauté par le membre n .

Exemple



Imaginons une CER composée d'1 membre exclusivement producteur (#1), de 2 membres exclusivement consommateurs (#2, #3) et d'1 membre à la fois producteur et consommateur (#4). Par exemple, pour mesurer la contribution du membre #4, nous devons calculer le ratio entre l'énergie qu'il a injectée et prélevée dans la CER (soit 7 500kWh et 6 000kWh respectivement, pour un total de 13 500kWh) et l'énergie totale qui a transité dans la CER (soit 15 000kWh en injection, et 15 000kWh en prélèvement, pour un total de 30 000kWh). Ce ratio est égal à 45% (soit 13 500 / 30 000). Ce raisonnement peut être répété pour chacun des membres de la CER.

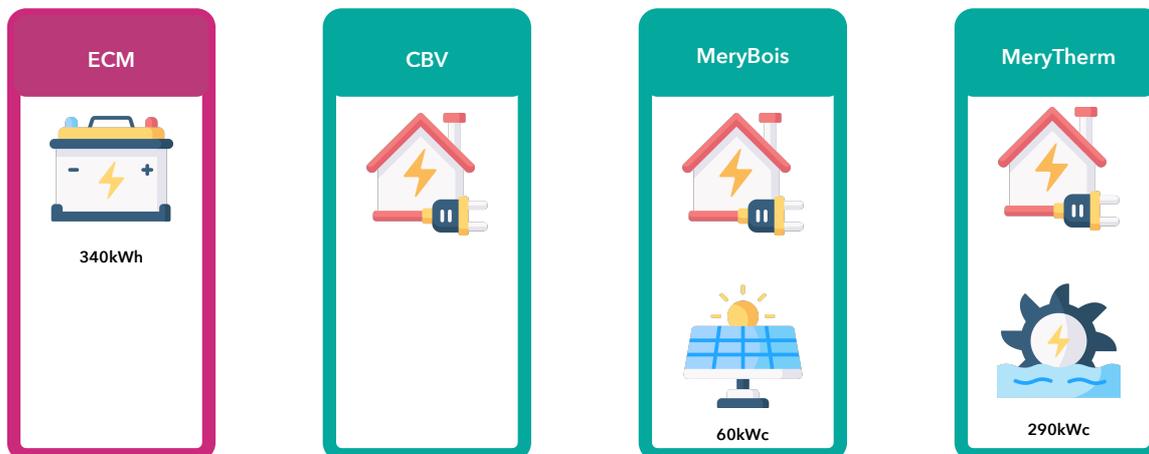
En tenant compte à la fois de l'énergie injectée et prélevée dans la CER, nous pouvons garantir une répartition égale entre producteurs et consommateurs. En effet, la contribution des consommateurs #2 et #3 ainsi que la contribution du membre #4 qui concerne sa consommation correspondent bien à 50% du total (5% + 25% + 20%). Cette approche n'est cependant pas parfaite, car il est possible que la répartition ne soit pas équitable au sein de chaque groupe (par exemple, 2 producteurs « équivalents » pourraient ne pas bénéficier du même niveau de contribution). En pratique, nous pensons que ces cas limites ne seront pas fréquents.

Simulations

CER ÉTUDIÉES, SCÉNARIOS ET EXPÉRIENCES RÉALISÉES

Présentation des CERs étudiées

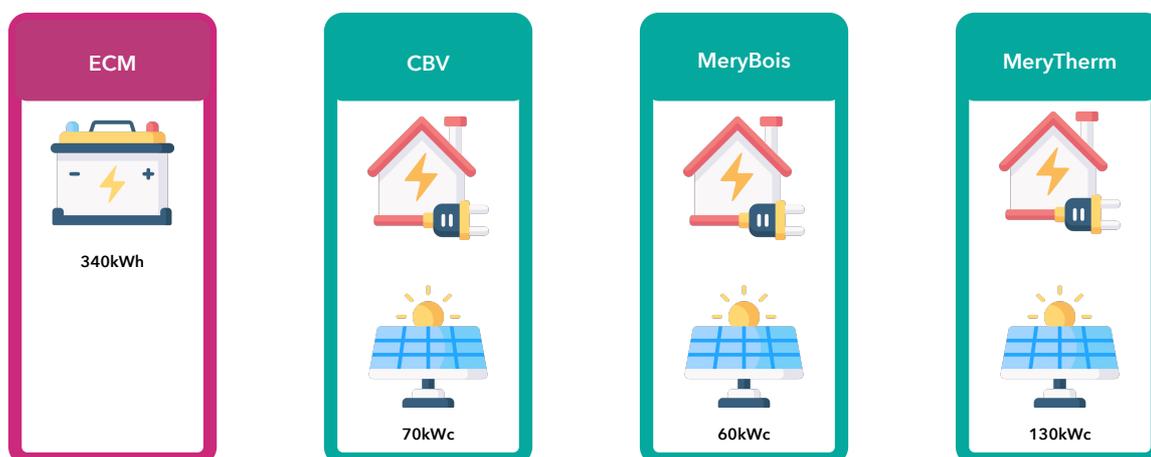
La CER de MeryGrid est composée de 3 membres : CBV (consommateur), MeryBois (consommateur & producteur d'énergie solaire) et MeryTherm (consommateur et producteur d'énergie hydraulique). Cette CER correspond au cas réel du site de MeryGrid.



CER de MeryGrid

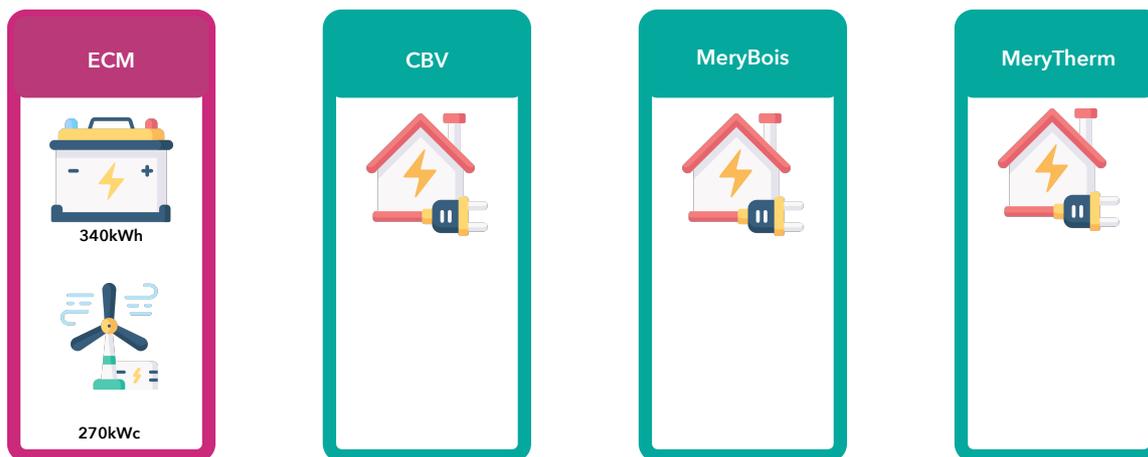
Nous avons choisi d'étudier 2 configurations de CER supplémentaires, en plus de la CER de MeryGrid. En effet, la CER de MeryGrid est un cas particulier qui nous semblait peu représentatif d'une configuration de CER « classique » de part la présence du producteur d'énergie hydraulique MeryTherm. Ce dernier fournit une quantité d'énergie très élevée à la communauté, au point de pouvoir se substituer au réseau dans de nombreux cas.

La CER solaire a été imaginée à partir de la CER de MeryGrid, mais dans laquelle tous les membres de la CER disposent de panneaux solaires (ajustés en fonction de la consommation de chacun).



CER solaire

La CER éolienne quant à elle est un cas hypothétique où la communauté aurait accès à l'énergie produite par une éolienne. Nous avons réduit la production de cette dernière afin de rendre cette configuration comparable aux 2 autres. En pratique, même une petite éolienne ne peut être envisagée que dans des CERs comportant beaucoup plus de membres.



CER éolienne

Les prix appliqués dans la CER correspondent à ceux qui étaient en vigueur en 2019, dont vous trouverez un récapitulatif en annexe.

Véhicules électriques

Dans le cadre des CERs, nous avons souhaité étudier l'impact de l'arrivée d'une flotte de véhicules électriques. Pour chacune des 3 configurations présentée ci-dessus, nous avons considéré un cas supplémentaire dans lequel nous faisons l'hypothèse que chaque membre emploie 5 personnes se déplaçant en véhicule électrique, et que ces personnes connectent leur véhicule à une borne de recharge durant leurs heures de travail. Ces personnes s'attendent à ce que leur véhicule atteigne un certain niveau de charge avant de quitter leur travail.

- Nombre de véhicules : 15
- Heure d'arrivée : 9h00
- Heure de départ : 17h00
- Etat de charge initial : 20%
- Etat de charge maximal : 80%
- Capacité par véhicule : 60 kWh
- Puissance de recharge : 7.4 kW (max. en monophasé)

Une fois connecté à une borne, nous avons envisagé 2 stratégies de recharges :

1. **Sans smart-charging** : Le véhicule est mis en charge dès son arrivée avec la puissance maximale supportée par la borne.
2. **Avec smart-charging** : Les bornes sont pilotées par l'EMS, qui peut contrôler la puissance de chaque borne en temps réel. L'EMS a pour obligation de s'assurer que les véhicules sont bien rechargés avant leur départ (supposé connu à l'avance).

Politiques de contrôle

Afin de mieux nous rendre compte des performances du contrôleur de l'EMS, nous avons réalisé 4 simulations dans chaque scénario :

- **Optimal théorique** : Simulation durant laquelle le contrôleur connaît à l'avance la production et la consommation de chaque membre afin de prendre les meilleurs décisions en toutes circonstances.
- **Réalité** : Simulation durant laquelle le contrôleur ne connaît pas à l'avance la production et la consommation des membres. Dans ce cas, il va utiliser des modèles de prédictions (basé sur les mesures du mois précédent).

Résultats annuels

Pour chacune des CER présentée ci-dessus, nous avons considéré 3 scénarios différents :

- Sans VE : Aucun véhicule électrique dans la CER.
- Avec VE, sans smart-charging : Une flotte de 15 véhicules électriques se rend dans la CER (horaire de bureau). Ces véhicules sont mis en charge dès leur arrivée. La puissance de recharge est constante (7.4kW par véhicule).
- Avec VE, avec smart-charging : Une flotte de 15 véhicules électriques se rend dans la CER (horaire de bureau). La puissance appliquée au niveau de chaque borne de recharge est modulée par le contrôleur de l'EMS. Ce dernier doit cependant s'assurer que les véhicules ont tous atteint leur niveau de charge cible (80%) avant que leurs propriétaires ne quitte la CER.

Pour chaque CER, et pour chaque scénario, nous avons réalisé 4 types de simulations :

- **Sans CER** : Résultats obtenus lorsqu'aucune CER n'a été mise en place.
- **Avec CER, sans batterie** : Résultats obtenus lorsqu'une CER a été mise en place (sans batterie). Les échanges entre la CER et le réseau / la communauté ont été optimisés afin de minimiser les factures.
- **Avec CER, avec batterie, optimal théorique** : Résultats obtenus lorsqu'une CER a été mise en place (avec batterie, identique à celle présente sur le site de MeryGrid). Les échanges entre la CER et le réseau / la communauté, ainsi que le contrôle de la batterie, ont été optimisés afin de minimiser les factures. Dans ce scénario, le futur est supposé connu.
- **Avec CER, avec batterie, réalité** : Résultats obtenus lorsqu'une CER a été mise en place (avec batterie, identique à celle présente sur le site de MeryGrid). Les échanges entre la CER et le réseau / la communauté, ainsi que le contrôle de la batterie, ont été optimisés afin de minimiser les factures. Dans ce scénario, le futur est incertain. Par conséquent, le contrôleur de l'EMS a recours à des modèles de prédiction.

Nous avons réalisé nos simulations sur 11 mois, de juillet 2020 à mai 2021. Nous avons également étudié la qualité des modèles de prédictions que nous avons utilisé dans le cadre d'une politique de contrôle **Réalité**. Cette étude montre que nos modèles sont globalement bons sauf lorsqu'il s'agit de prédire la consommation / production de MeryTherm, ou la production éolienne. Vous trouverez l'étude détaillée en annexe.

Simulations

RÉSULTATS GÉNÉRAUX¹

¹ Remarque : Les résultats détaillés se trouvent en annexe.

Flux d'énergie

Nous avons étudié les flux d'énergie échangés entre la CER et le réseau, ainsi que ceux échangés entre la CER et la communauté.

CER de MeryGrid

La production est nettement plus importante que la consommation grâce à la production hydraulique du membre MeryTherm, ce qui permet beaucoup d'échange entre les membres. Bien que la consommation générale augmente de 144MWh suite à l'ajout des véhicules électriques, leur impact sur le réseau est plus faible (+90MWh importé depuis le réseau sans smart-charging, +62MWh importé depuis le réseau avec smart-charging) grâce à une meilleure utilisation de l'énergie produite. L'ajout d'une batterie permet d'augmenter la quantité d'énergie échangée entre les membres.

CER solaire

La production est sensiblement plus faible que celle que nous avons dans le cas CER de MeryGrid (~4x moins importante). L'ajout d'une batterie permet d'augmenter sensiblement la quantité d'énergie échangée entre les membres, même si l'énergie échangée entre les membres est ici beaucoup plus faible.

CER éolienne

La production se situe entre les cas CER de MeryGrid (2x plus faible) et CER solaire (2x plus importante). La quantité d'énergie échangée entre les membres augmente sensiblement (effet renforcé par l'ajout d'une batterie dans la CER).

Pointes de consommation

Nous avons regardé les pointes de consommation obtenues pour chacun des 11 mois considérés.

CER de MeryGrid

La quantité d'énergie produite est très élevée tout au long de l'année, au point de ne descendre que rarement en dessous de l'énergie consommée par la CER. On observe une légère baisse en été où l'énergie produite est légèrement plus faible que l'énergie consommée. Les pointes semblent quant à elles difficiles à anticiper en pratique. Le potentiel est cependant bien présent, comme le montrent les résultats Avec Batterie / Optimal Théorique. Par ailleurs, l'utilisation d'une stratégie de smart-charging afin de recharger les véhicules électriques donne d'excellents résultats, au point que les véhicules électriques n'impactent pas ou peu le réseau (par rapport à une stratégie sans smart-charging qui augmente sensiblement toutes les pointes).

CER solaire

La quantité d'énergie produite est globalement un peu faible. L'hiver et l'automne sont 2 saisons particulièrement critiques pour la production solaire. Les pointes semblent quant à elles difficiles à anticiper en pratique. Le potentiel est cependant bien présent, comme le montrent les résultats Avec Batterie / Optimal Théorique. Par ailleurs, l'utilisation d'une stratégie de smart-charging afin de recharger les véhicules électriques donne d'excellents résultats, au point que les véhicules électriques n'impactent pas ou peu le réseau et ce, même lorsque la production solaire est très basse (par rapport à une stratégie sans smart-charging qui augmente sensiblement toutes les pointes).

CER éolienne

La quantité d'énergie produite est beaucoup plus stable, avec une augmentation significative en automne. Malheureusement, les pointes semblent particulièrement difficiles à anticiper en pratique (de part la difficulté à prédire précisément la production éolienne). Le potentiel est cependant bien présent, comme le montrent les résultats Avec Batterie / Optimal Théorique. Par ailleurs, l'utilisation d'une stratégie de smart-charging afin de recharger les véhicules électriques donne d'excellents résultats, au point que les véhicules électriques n'impactent pas ou peu le réseau (par rapport à une stratégie sans smart-charging qui augmente sensiblement toutes les pointes).

Coûts

Pour chaque CER, et pour chaque scénario, nous avons fait varier le coût du kWh échangé dans la CER. Nous avons testé 3 prix : 0€/MWh, 55€/MWh et 110€/MWh (note : il s'agit du prix global).

CER de MeryGrid

Lorsque l'énergie échangée dans la communauté n'est sujette à aucun coût, on constate une nette réduction des coûts dans tous les scénarios. La différence entre les cas Sans Batterie / Optimal Théorique et Avec Batterie / Optimal Théorique suggère qu'il sera difficile de justifier l'ajout d'une batterie dans une CER si le coût dépasse les 55€/MWh.

Avec un prix fixé à 55€/MWh, l'économie réalisée serait au mieux de ~2800€ sur 11 mois (~250€ par mois). Il semble difficile d'installer et d'entretenir une batterie d'une capacité suffisante avec un tel budget, qui permettrait tout juste d'avoir une facture totale équivalente à celle obtenue sans cette dernière.

Une autre manière d'interpréter ces résultats consiste à dire que le rôle principal d'une batterie est de réduire les pointes sur le réseau. Or, au vu des résultats observés, le coût associé aux pointes n'est pas suffisamment élevé. La réduction des pointes ne permet pas de réduire suffisamment la facture totale pour justifier l'intégration d'une batterie si un tel prix est appliqué.

Notons tout de même que les factures sont significativement réduites grâce à la mise en place d'une CER dans tous les scénarios considérés, même lorsque le prix est fixé à 110€/MWh.

CER solaire

Les factures augmentent sensiblement, ce qui s'explique notamment par le fait que la CER dans son ensemble produit nettement moins d'énergie comparativement à la production hydraulique de la CER de MeryGrid. Les conclusions restent sensiblement les mêmes que pour la CER de MeryGrid.

CER éolienne

Les factures sont généralement plus basses que de la CER solaire. Les conclusions restent sensiblement les mêmes que pour la CER de MeryGrid, bien qu'il semble que l'économie réalisée grâce à l'introduction d'une batterie soit plus importante, ce qui pourrait permettre de rendre viable l'ajout d'une batterie avec un prix fixé à 55€/MWh (mais pas avec un prix de 110€/MWh).

Conclusion générale

Une CER permet à ces membres d'échanger de l'énergie, réduisant la quantité d'énergie fournie par le(s) fournisseur(s). Cette réduction est d'autant plus importante que la capacité de production de la CER est importante. Cet effet est donc dépendant (i) du type de moyens de production mis en place (hydraulique, solaire, éolien) et de (ii) la période de l'année considérée. De plus, l'ajout d'une batterie dans une CER permet de réduire encore d'avantage la dépendance de la communauté vis-à-vis du (des) fournisseur(s) en facilitant les échanges entre ses membres. Les échanges ne peuvent cependant avoir lieu que s'il y a production d'énergie. Le cas solaire est particulièrement préoccupant dans la mesure où la production peut être particulièrement faible durant certaines périodes (automne / hiver). La production éolienne quant à elle semble plus intéressante au premier abord (production plus stable entre les saisons), mais son imprévisibilité peut rendre son exploitation plus complexe. Quant aux pointes de consommation, elles peuvent être significativement réduites grâce à l'intégration d'une batterie dans une CER (de l'ordre de 20% à 30%²).

Les coûts associés aux échanges d'énergie dans une CER ont une grande influence sur les bénéfices potentiels de la CER. Un coût trop élevé peut rendre l'établissement d'une CER moins attractive. Bien qu'il soit difficile de choisir un prix unique pour l'ensemble des CER, il semble que, pour les CER que nous avons étudiées, un prix de 55€/MWh aurait été un bon choix dans l'ensemble, le prix de 110€/MWh étant difficilement tenable dans plusieurs scénarios. De plus, si nous souhaitons que les CERs de demain intègrent une ou plusieurs batteries, il est essentiel que le prix choisi ne soit pas trop élevé.

Concernant les véhicules électriques, la stratégie de recharge est extrêmement importante. En effet, sans politique de smart-charging, nous avons observé un impact important au niveau des pointes de consommation, qui sont déjà extrêmement élevées pour une flotte d'à peine 15 véhicules (bien que cela puisse être compensé en théorie par la présence d'une batterie adaptée dans la CER). En revanche, une politique de smart-charging permet de réduire ou de supprimer ces pointes, même lorsque la CER ne produit pas beaucoup d'énergie (et ce, même en l'absence d'une batterie dans la CER). De plus, le coût additionnel engendré par l'arrivée de ces véhicules électriques est significativement moins important lorsqu'une politique de smart-charging est mise en place.

² Ces chiffres dépendent de la CER et des caractéristiques de la batterie installée.

Annexe

Modèles de prévision

Algorithme

We represent a time series by a vector such as $y_{(t_1:t_2)} = [y_{t_1}, y_{t_1+1}, \dots, y_{t_2}]$, where $y_{t_1} \in \mathbb{R}$ denotes the data point measured at time step t_1 , $y_{t_1+1} \in \mathbb{R}$ denotes the data point measured at the next time step, and so on.

The observed values of a time series can be thought of as a realization of a data generating process $g: x \rightarrow y_t$, where g is the data generating function that takes as its input the vector x and generates a random variable y_t , which is the observed data point at time-step t . Our aim is to develop a model f that hopefully is the true data generating process g , or at least is a good enough ('good enough' as measured by some pre-defined metric, such as the mean absolute error) approximation of it. However, we also do not exactly know the input vector x to the true data generating process, so we must make some (informed) assumptions as to what vector to use as input to our model f . In our model, we take as inputs the past 7 days of data (past 672 time-steps), i.e., $x = y_{(t-672:t-1)}$.

The choice of our model architecture delineates the hypothesis space \mathcal{F} - which is the set of all functions that can be discovered with our model architecture, choice of optimizer and loss function. One wishes to learn/find a function $f \in \mathcal{F}$ that is approximately equal to the true data generating process g by minimizing a loss function L on the training dataset.

Though g may lie within \mathcal{F} , one is not guaranteed to find it because the optimization is non-convex. It is also possible that \mathcal{F} may not contain g at all, in which case the best we can do is to find a function in \mathcal{F} that is as close as possible to g (in function space). To resolve this problem, one can try to increase the size of the hypothesis space (by increasing the model complexity), but when we increase the size of the hypothesis space, we also increase the risk of learning a complex function that may work well on the training data, but since it is quite different from the true data generating function g , it performs poorly on unseen test data. Thus, choosing the model architecture is a tradeoff, and needs to be performed carefully depending on the problem at hand, and the size of the dataset available.

Since we use a high dimensional input vector (672 dimensions), and we have just 1 year of data available, it seems likely that simpler models (smaller hypothesis space, which may not contain the true data generating function) will outperform complex models (larger hypothesis space with many complex functions which are easily learnt to perform well on the training set, but generalize poorly to unseen data). We decided not to go with the recurrent neural network (RNN) family of models because it takes a long time to train them and to tune the hyperparameters. Linear models trained using the Adam optimizer perform well, and our architecture slightly outperforms the linear models.

We use a fully connected neural network model with

- An input layer consisting of 672 neurons (since the inputs to the network are the past 7 days, or past 672 time-steps of data)
- A hidden layer consisting of 32 neurons, followed by a Rectified Linear Unit (ReLU) activation function.
- An output layer consisting of 96 neurons (since we are required to output the predictions for the next 1 day, or next 96 time-steps), followed by a ReLU activation function.

The model is trained using the Adam optimizer with a learning rate of 0.001. The model is shown in Figure 1. The ReLU activation function is shown in Figure 2.

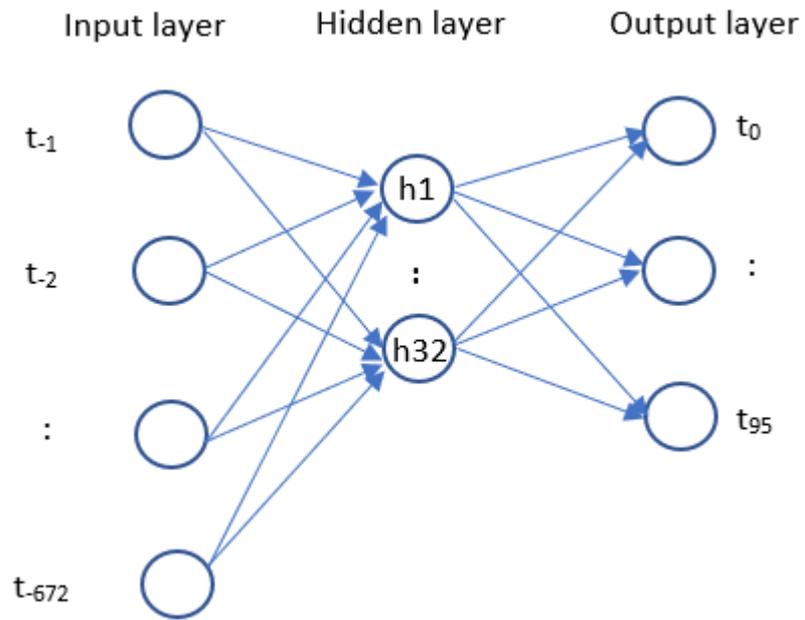


Figure 1: Neural net architecture

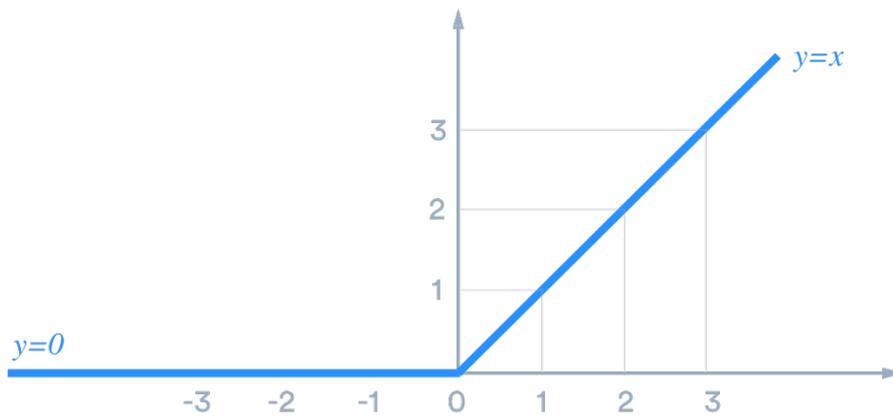


Figure 2: ReLU activation function

Modèles de prévision

Analyse des performances

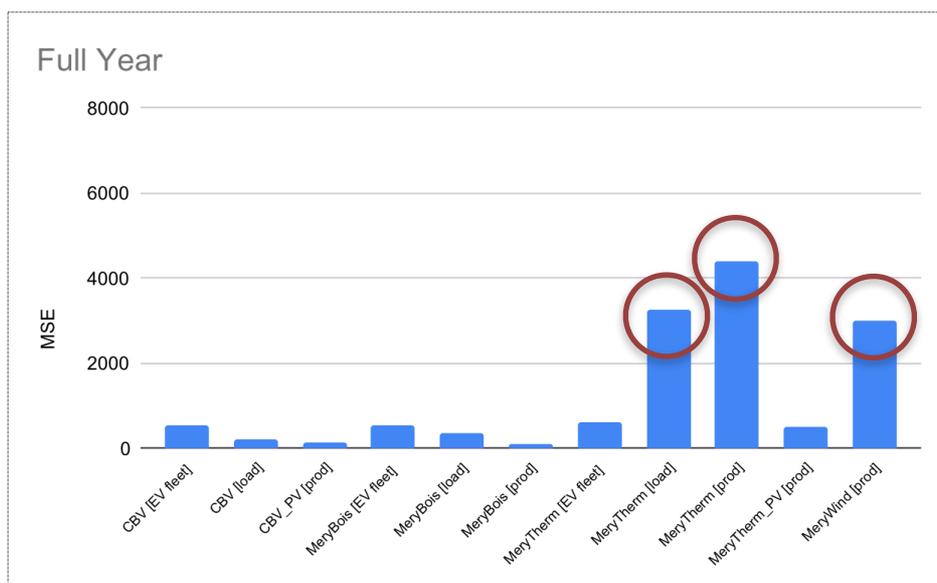
Le contrôleur de l'EMS planifie à l'avance les actions de contrôle des éléments de la CER (ex.: batteries). Cette planification repose sur une certaine connaissance du futur. En pratique cependant, le futur étant généralement incertain. Il est dès lors nécessaire de disposer d'outils afin de le prédire.

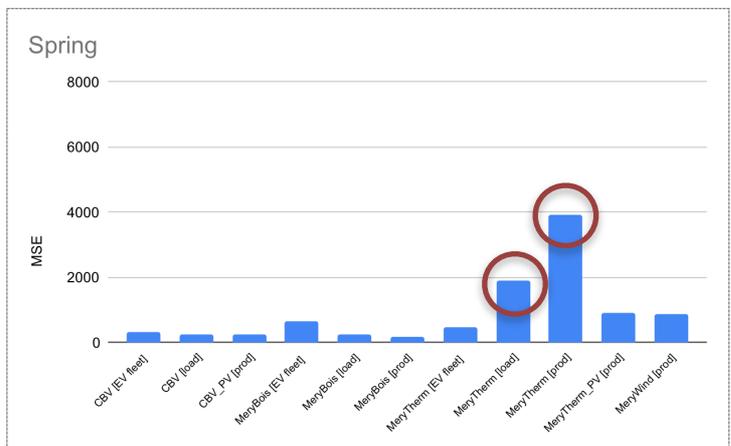
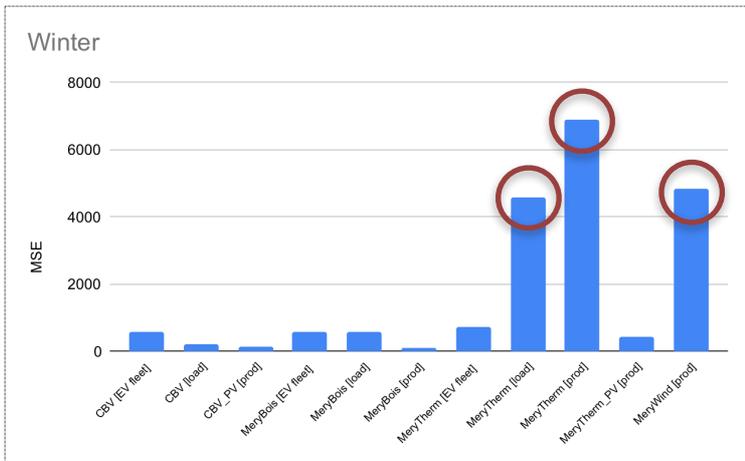
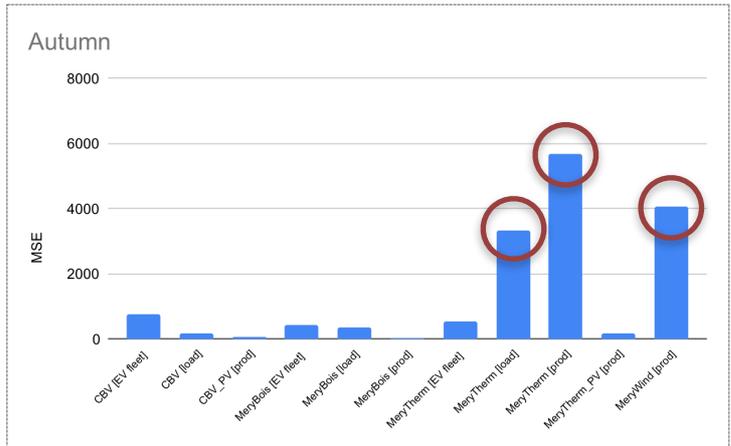
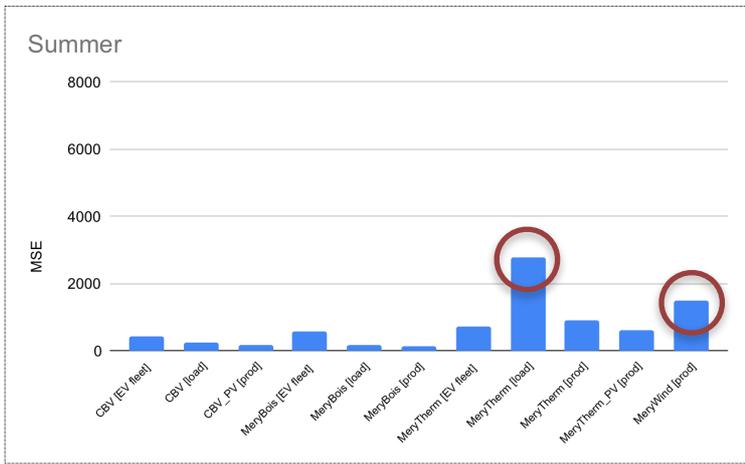
Pour faire ces prévisions, nous avons eu recours à des modèles. Plus précisément, nous avons utilisé un modèle différent pour chaque quantité à prédire (en l'occurrence, la consommation et la production de chacun des membres de la CER).

Les modèles ont été construits au moyen d'un algorithme développé par l'Université de Liège (dont vous trouverez les détails en annexe). Afin d'optimiser les performances de ces derniers, les modèles sont renouvelés tous les mois, et se basent sur les données du mois précédent. Notez qu'en pratique, il serait préférable d'utiliser également les données de l'année précédente. Ne disposant pas de ces données, nous n'avons du nous contenter des données du mois précédent.

Au total, nous avons 11 séries temporelles à prédire et pour chacune de ces séries, nous avons entraînés 11 modèles différents (1 par mois de juillet 2020 à mai 2021). Pour chaque série, nous avons évalué les performances de chacun de ces modèles sur les périodes pour lesquelles ces modèles ont été conçus. Les graphiques présentés ci-dessous présentent les résultats moyens obtenus par série temporelle avec d'une part, un graphique général sur les 11 mois étudiés (« Full Year »), et d'autre part 1 graphique par saison (« Summer » : 07/2020 —> 09/2020 [3 mois]), « Autumn » : 10/2020 —> 12/2020 [3 mois], « Winter » : 01/2021 —> 03/2021 [3 mois], « Spring » : 2021-04 & 2021-05 [2 mois]).

Sans surprise, on constate que les modèles les moins précis sont liés à MeryTherm (consommation & production), ainsi que la production éolienne (baptisée « MeryWind »). On remarque que ces modèles sont significativement moins bons en hiver et en automne, bien que les résultats obtenus en été et au printemps ne soient pas non plus très bons pour ces séries temporelles. La marge d'erreur reste relativement basse et constante en ce qui concerne les autres séries temporelles, quelle que soit la saison.





Résultats annuels

CER de MeryGrid

Flux d'énergie

	ECM	CBV	MeryBois	MeryTherm	Total
Consommation	0MWh	152MWh	203MWh	479MWh	833MWh
Production	0MWh	0MWh	67MWh	1 135MWh	1 202MWh
Net <i>Consommation - Production</i>	0MWh	152MWh	136MWh	-656MWh	-368MWh
Sans Véhicules Electriques					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	459MWh				
Energie importée du réseau	375MWh	162MWh	129MWh	151MWh	
Energie exportée vers le réseau	743MWh	530MWh	491MWh	514MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	213MWh	314MWh	281MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	213MWh	314MWh	281MWh	
Avec Véhicules Electriques (sans smart-charging)					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	498MWh				
Energie importée du réseau	479MWh	267MWh	219MWh	241MWh	
Energie exportée vers le réseau	703MWh	492MWh	436MWh	460MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	211MWh	332MWh	299MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	211MWh	332MWh	299MWh	
Avec Véhicules Electriques (avec smart-charging)					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	459MWh				
Energie importée du réseau	456MWh	235MWh	191MWh	219MWh	
Energie exportée vers le réseau	698MWh	465MWh	417MWh	445MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	233MWh	345MWh	308MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	233MWh	345MWh	308MWh	

Résultats annuels

CER de MeryGrid

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	161MWh	
Production :	147MWh	

Eté

Juillet 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	270kW	270kW	198kW	247kW
Avec VE (sans smart-charging)	381kW	381kW	282kW	358kW
Avec VE (avec smart-charging)	305kW	305kW	200kW	309kW
Août 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	328kW	328kW	229kW	328kW
Avec VE (sans smart-charging)	365kW	365kW	295kW	365kW
Avec VE (avec smart-charging)	359kW	359kW	239kW	343kW
Septembre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	312kW	301kW	222kW	289kW
Avec VE (sans smart-charging)	412kW	412kW	289kW	339kW
Avec VE (avec smart-charging)	352kW	352kW	233kW	370kW

Résultats annuels

CER de MeryGrid

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	136MWh	
Production :	368MWh	

Automne

Octobre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	217kW	217kW	131kW	199kW
Avec VE (sans smart-charging)	328kW	328kW	226kW	322kW
Avec VE (avec smart-charging)	228kW	228kW	132kW	216kW
Novembre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	166kW	166kW	97kW	147kW
Avec VE (sans smart-charging)	277kW	277kW	184kW	245kW
Avec VE (avec smart-charging)	191kW	178kW	120kW	191kW
Décembre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	171kW	171kW	80kW	172kW
Avec VE (sans smart-charging)	282kW	282kW	175kW	257kW
Avec VE (avec smart-charging)	187kW	187kW	110kW	210kW

Résultats annuels

CER de MeryGrid

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	280MWh	
Production :	399MWh	

Hiver

Janvier 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	259kW	259kW	217kW	293kW
Avec VE (sans smart-charging)	320kW	320kW	281kW	317kW
Avec VE (avec smart-charging)	259kW	259kW	222kW	286kW
Février 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	403kW	403kW	318kW	407kW
Avec VE (sans smart-charging)	514kW	514kW	418kW	510kW
Avec VE (avec smart-charging)	408kW	408kW	335kW	411kW
Mars 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	261kW	261kW	184kW	286kW
Avec VE (sans smart-charging)	362kW	362kW	250kW	376kW
Avec VE (avec smart-charging)	278kW	276kW	186kW	336kW

Résultats annuels

CER de MeryGrid

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	157MWh	
Production :	280MWh	

Printemps

Avril 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	318kW	318kW	226kW	280kW
Avec VE (sans smart-charging)	391kW	391kW	291kW	391kW
Avec VE (avec smart-charging)	318kW	318kW	228kW	337kW
Mai 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	237kW	237kW	148kW	235kW
Avec VE (sans smart-charging)	281kW	281kW	215kW	271kW
Avec VE (avec smart-charging)	237kW	237kW	156kW	252kW

Résultats annuels

CER de MeryGrid

Coûts

Coût de distribution & transmission (communauté) : 0€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	50 868€	16 625€	9 125€	14 507€
Avec VE (sans smart-charging)	75 281€	41 320€	31 038€	36 580€
Avec VE (avec smart-charging)	69 699€	34 738€	25 482€	32 128€
Coût de distribution & transmission (communauté) : 55€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	50 868€	28 334€	26 391€	29 946€
Avec VE (sans smart-charging)	75 281€	52 928€	49 311€	53 019€
Avec VE (avec smart-charging)	69 699€	47 558€	44 479€	49 059€
Coût de distribution & transmission (communauté) : 110€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	50 868€	40 044€	43 657€	45 385€
Avec VE (sans smart-charging)	75 281€	64 536€	67 584€	69 457€
Avec VE (avec smart-charging)	69 699€	60 378€	63 477€	65 989€

Résultats annuels

CER solaire

Flux d'énergie

	ECM	CBV	MeryBois	MeryTherm	Total
Consommation	0MWh	152MWh	203MWh	479MWh	833MWh
Production	0MWh	78MWh	67MWh	145MWh	291MWh
Net <i>Consommation - Production</i>	0MWh	73MWh	136MWh	333MWh	543MWh
Sans Véhicules Electriques					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	182MWh				
Energie importée du réseau	651MWh	634MWh	600MWh	618MWh	
Energie exportée vers le réseau	109MWh	91MWh	53MWh	73MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	18MWh	96MWh	64MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	18MWh	96MWh	64MWh	
Avec Véhicules Electriques (sans smart-charging)					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	206MWh				
Energie importée du réseau	771MWh	755MWh	727MWh	742MWh	
Energie exportée vers le réseau	85MWh	68MWh	38MWh	54MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	16MWh	83MWh	55MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	16MWh	83MWh	55MWh	
Avec Véhicules Electriques (avec smart-charging)					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	182MWh				
Energie importée du réseau	756MWh	740MWh	710MWh	732MWh	
Energie exportée vers le réseau	77MWh	60MWh	37MWh	51MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	17MWh	73MWh	48MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	17MWh	73MWh	48MWh	

Résultats annuels

CER solaire

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	161MWh	
Production :	107MWh	

Eté

Juillet 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	323kW	323kW	233kW	291kW
Avec VE (sans smart-charging)	434kW	434kW	315kW	400kW
Avec VE (avec smart-charging)	364kW	352kW	247kW	354kW
Août 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	334kW	334kW	243kW	313kW
Avec VE (sans smart-charging)	383kW	383kW	306kW	383kW
Avec VE (avec smart-charging)	338kW	338kW	244kW	334kW
Septembre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	252kW	252kW	234kW	247kW
Avec VE (sans smart-charging)	331kW	331kW	289kW	331kW
Avec VE (avec smart-charging)	312kW	300kW	236kW	309kW

Résultats annuels

CER solaire

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	235MWh	
Production :	34MWh	

Automne

Octobre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	322kW	322kW	265kW	358kW
Avec VE (sans smart-charging)	433kW	433kW	342kW	469kW
Avec VE (avec smart-charging)	356kW	356kW	277kW	366kW
Novembre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	300kW	300kW	269kW	300kW
Avec VE (sans smart-charging)	408kW	408kW	336kW	400kW
Avec VE (avec smart-charging)	361kW	354kW	268kW	352kW
Décembre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	329kW	329kW	278kW	331kW
Avec VE (sans smart-charging)	434kW	434kW	351kW	430kW
Avec VE (avec smart-charging)	340kW	343kW	285kW	379kW

Résultats annuels

CER solaire

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Hiver

Consommation :	280MWh	
Production :	67MWh	

Janvier 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	320kW	320kW	278kW	320kW
Avec VE (sans smart-charging)	382kW	382kW	349kW	388kW
Avec VE (avec smart-charging)	343kW	343kW	287kW	374kW
Février 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	350kW	350kW	319kW	335kW
Avec VE (sans smart-charging)	449kW	449kW	382kW	446kW
Avec VE (avec smart-charging)	362kW	362kW	320kW	374kW
Mars 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	378kW	378kW	320kW	378kW
Avec VE (sans smart-charging)	489kW	489kW	387kW	489kW
Avec VE (avec smart-charging)	385kW	385kW	304kW	441kW

Résultats annuels

CER solaire

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	157MWh	
Production :	83MWh	

Printemps

Avril 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	381kW	381kW	292kW	358kW
Avec VE (sans smart-charging)	441kW	441kW	345kW	441kW
Avec VE (avec smart-charging)	381kW	381kW	295kW	381kW
Mai 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	357kW	357kW	260kW	355kW
Avec VE (sans smart-charging)	357kW	357kW	318kW	355kW
Avec VE (avec smart-charging)	357kW	357kW	260kW	355kW

Résultats annuels

CER solaire

Coûts

Coût de distribution & transmission (communauté) : 0€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	137 061€	134 170€	127 308€	132 208€
Avec VE (sans smart-charging)	164 155€	161 472€	155 455€	160 054€
Avec VE (avec smart-charging)	160 528€	157 856€	151 221€	157 753€
Coût de distribution & transmission (communauté) : 55€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	137 061€	135 135€	132 571€	135 733€
Avec VE (sans smart-charging)	164 155€	162 368€	160 028€	163 074€
Avec VE (avec smart-charging)	160 528€	158 778€	155 214€	160 386€
Coût de distribution & transmission (communauté) : 110€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	137 061€	136 099€	137 834€	139 258€
Avec VE (sans smart-charging)	164 155€	163 264€	164 601€	166 094€
Avec VE (avec smart-charging)	160 528€	159 700€	159 208€	163 020€

Résultats annuels

CER éolienne

Flux d'énergie

	ECM	CBV	MeryBois	MeryTherm	Total
Consommation	0MWh	152MWh	203MWh	479MWh	833MWh
Production	487MWh	0MWh	0MWh	0MWh	487MWh
Net <i>Consommation - Production</i>	-487MWh	152MWh	203MWh	479MWh	346MWh
Sans Véhicules Electriques					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	0MWh				
Energie importée du réseau	833MWh	482MWh	454MWh	478MWh	
Energie exportée vers le réseau	487MWh	136MWh	95MWh	121MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	352MWh	379MWh	356MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	352MWh	379MWh	356MWh	
Avec Véhicules Electriques (sans smart-charging)					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	0MWh				
Energie importée du réseau	977MWh	620MWh	589MWh	612MWh	
Energie exportée vers le réseau	487MWh	130MWh	86MWh	111MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	357MWh	389MWh	366MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	357MWh	389MWh	366MWh	
Avec Véhicules Electriques (avec smart-charging)					
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Auto-consommation	0MWh				
Energie importée du réseau	957MWh	605MWh	565MWh	598MWh	
Energie exportée vers le réseau	487MWh	123MWh	80MWh	105MWh	
Energie importée de la communauté	0MWh	365MWh	395MWh	373MWh	
Energie exportée vers la communauté	0MWh	365MWh	395MWh	373MWh	

Résultats annuels

CER éolienne



Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation

Consommation :	161MWh	
Production :	77MWh	

Eté

Juillet 2020		Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Sans VE	321kW	321kW	242kW	320kW	
Avec VE (sans smart-charging)	420kW	415kW	329kW	397kW	
Avec VE (avec smart-charging)	328kW	328kW	243kW	373kW	
Août 2020		Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Sans VE	367kW	367kW	247kW	367kW	
Avec VE (sans smart-charging)	424kW	418kW	335kW	418kW	
Avec VE (avec smart-charging)	392kW	386kW	250kW	417kW	
Septembre 2020		Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité	
Sans VE	374kW	374kW	261kW	379kW	
Avec VE (sans smart-charging)	485kW	485kW	339kW	485kW	
Avec VE (avec smart-charging)	412kW	412kW	263kW	389kW	

Résultats annuels

CER éolienne

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	235MWh	
Production :	171MWh	

Automne

Octobre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	303kW	284kW	263kW	301kW
Avec VE (sans smart-charging)	403kW	385kW	326kW	385kW
Avec VE (avec smart-charging)	317kW	317kW	263kW	312kW
Novembre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	320kW	286kW	253kW	286kW
Avec VE (sans smart-charging)	416kW	381kW	337kW	382kW
Avec VE (avec smart-charging)	346kW	346kW	256kW	360kW
Décembre 2020	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	355kW	355kW	260kW	371kW
Avec VE (sans smart-charging)	466kW	466kW	358kW	467kW
Avec VE (avec smart-charging)	364kW	364kW	264kW	381kW

Résultats annuels

CER éolienne



Hiver

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation

Consommation :	280MWh	
Production :	157MWh	

Janvier 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	321kW	321kW	274kW	326kW
Avec VE (sans smart-charging)	432kW	432kW	354kW	440kW
Avec VE (avec smart-charging)	343kW	342kW	280kW	402kW
Février 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	419kW	419kW	317kW	423kW
Avec VE (sans smart-charging)	530kW	530kW	425kW	534kW
Avec VE (avec smart-charging)	419kW	419kW	317kW	371kW
Mars 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	398kW	391kW	311kW	408kW
Avec VE (sans smart-charging)	509kW	502kW	397kW	502kW
Avec VE (avec smart-charging)	422kW	422kW	317kW	412kW

Résultats annuels

CER éolienne

Pointes de consommation

Rapport
Production / Consommation



Consommation :	157MWh	
Production :	81MWh	

Printemps

Avril 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	418kW	418kW	290kW	409kW
Avec VE (sans smart-charging)	461kW	461kW	352kW	461kW
Avec VE (avec smart-charging)	433kW	424kW	292kW	418kW
Mai 2021	Pointes de consommation			
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	358kW	343kW	273kW	337kW
Avec VE (sans smart-charging)	454kW	454kW	358kW	424kW
Avec VE (avec smart-charging)	394kW	394kW	276kW	396kW

Résultats annuels

CER éolienne

Coûts

Coût de distribution & transmission (communauté) : 0€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	180 595€	105 565€	98 292€	104 436€
Avec VE (sans smart-charging)	211 856€	135 516€	127 360€	133 501€
Avec VE (avec smart-charging)	206 673€	131 395€	121 680€	130 252€
Coût de distribution & transmission (communauté) : 55€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	180 595€	124 905€	119 147€	124 042€
Avec VE (sans smart-charging)	211 856€	155 160€	148 738€	153 634€
Avec VE (avec smart-charging)	206 673€	151 450€	143 399€	150 780€
Coût de distribution & transmission (communauté) : 110€/MWh				
	Sans Batterie Sans CER	Sans Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Optimal Théorique	Avec Batterie Réalité
Sans VE	180 595€	144 245€	140 003€	143 648€
Avec VE (sans smart-charging)	211 856€	174 803€	170 116€	173 766€
Avec VE (avec smart-charging)	206 673€	171 506€	165 117€	171 308€

Les factures sont généralement plus basses que de la CER solaire. Les conclusions restent sensiblement les mêmes que pour la CER de MeryGrid, bien qu'il semble que l'économie réalisée grâce à l'introduction d'une batterie soit plus importante, ce qui pourrait permettre de rendre viable l'ajout d'une batterie avec un prix fixé à 55€/MWh (mais pas avec un prix de 110€/MWh).

Facturation dans une CER

- Facturation dans une CER
 - Facturation avec le réseau (prélèvement)
 - Coûts de l'énergie (fournisseur)
 - Coûts de l'énergie (day-ahead)
 - Coûts d'utilisation des réseaux
 - Redevances et surcharges
 - Coûts de la pointe
 - Coûts lié au $\cos(\phi)$
 - Coûts total
 - Facturation avec le réseau (injection)
 - Bénéfices de la vente d'énergie (fournisseur)
 - Bénéfices de la vente d'énergie (day-ahead)
 - Facturation avec la communauté (prélèvement)
 - Coûts de l'énergie (communauté)
 - Redevance au gestionnaire de la communauté et amortissements
 - Coûts d'utilisation des réseaux (communauté)
 - Coûts total (communauté)
 - Facturation avec la communauté (injection)

Ce document décrit le processus de facturation **mensuel** pour chaque membre de la CER, qui est basé sur les échanges d'énergie avec le réseau de distribution ainsi que les échanges d'énergie intra-communautaires. Chaque type d'échange fera l'objet d'une facture différente.

Les exemples ci-dessous utilisent des données fictives.

Facturation avec le réseau (prélèvement)

La facture réseau de prélèvement est principalement constituée de 3 composantes : le **coûts de l'énergie**, le **coûts d'utilisation des réseaux** et les **redevances et surcharges**. Pour certains clients, un **terme fixe** peut également être appliqué. Un **coûts de pointe** peut également être d'application en fonction du type de client. Enfin, chaque client possédant un ou plusieurs compteurs de prélèvement doit payer un **coûts lié au $\cos(\phi)$** pour chacun de ses compteurs sous certaines conditions (plus de précisions dans la section concernée).

Coûts de l'énergie (fournisseur)

Il s'agit du coûts lié à l'achat d'énergie depuis le réseau. Le prix appliqué varie en fonction d'un tarif heures pleines / heures creuses. Un coûts "énergie verte" est également appliqué indépendamment de l'heure.

		Total
Prélèvement heures pleines		100 kWh
Prélèvement heures creuses		20 kWh
Prélèvement total		120 kWh
Tarif heures pleines		0.06265 €/kWh
Tarif heures creuses		0.04438 €/kWh
Tarif énergie verte		0.03728 €/kWh
Coûts de l'énergie (heures pleines)	100 kWh × 0.06265	6.2650 €
Coûts de l'énergie (heures creuses)	20 kWh × 0.04438	0.8876 €
Coûts de l'énergie (énergie verte)	120 kWh × 0.03728	4.4736 €
Coûts de l'énergie (fournisseur)	6.2650 + 0.8876 + 4.4736	11.6262 €

Certains membres peuvent également avoir un terme fixe annuel. Nous avons fait le choix de le convertir en un tarif mensuel de la manière suivante :

		Total
Terme fixe (annuel)		110 €/an
Nombre de jours en 2020		366 jours
Terme fixe (journalier)	110 ÷ 366	0.30055 €/jour
Nombre de jours en juin 2020		30 jours
Terme fixe (juin 2020)	30 × 0.30055	9.0165 €

Coûts de l'énergie (day-ahead)

Remarque: Un membre ne peut être soumis qu'à un seul type de tarif (fournisseur ou day-ahead).

Il s'agit du coûts lié à l'achat d'énergie depuis le marché day-ahead. Lorsqu'un membre est présent sur le marché day-ahead, le **coûts de l'énergie (day-ahead)** se substitue au **coûts de l'énergie (fournisseur)**. Il est calculé pour chaque quart d'heure, et dépend de 3 composantes :

- Le **volume import**, représentant la quantité d'énergie que le membre s'engage à importer depuis le réseau. Celui-ci est soumis au **tarif day-ahead**, quelque soit la quantité réellement importée du réseau par ce membre.
- L'**imbalance positive**. Il s'agit de la différence positive (en excès) entre le **volume import** et le **prélèvement total**. Elle est soumise au **tarif d'imbalance positive**.
- L'**imbalance négative**. Il s'agit de la différence négative (en défaut) entre le **volume import** et le **prélèvement total**. Elle est soumise au **tarif d'imbalance négative**.

Voici un exemple avec une imbalance positive pour un quart d'heure donné :

		Total
Prélèvement total		12 kWh
Volume import (day-ahead)		10 kWh
Imbalance positive (day-ahead)		2 kWh
Imbalance négative (day-ahead)		0 kWh
Tarif day-ahead		0.13 €/kWh
Tarif imbalance positive		0.07 €/kWh
Tarif imbalance negative		0.06 €/kWh
Coûts de l'énergie (volume)	10×0.13	1.3 €
Coûts de l'énergie (imbalance)	2×0.07	0.14 €
Coûts de l'énergie (day-ahead)	$1.3 + 0.14$	1.44 €

Voici un autre exemple avec une imbalance négative pour un quart d'heure donné :

		Total
Prélèvement total		12 kWh
Volume import (day-ahead)		15 kWh
Imbalance positive (day-ahead)		0 kWh
Imbalance négative (day-ahead)		3 kWh
Tarif day-ahead		0.13 €/kWh
Tarif imbalance positive		0.07 €/kWh
Tarif imbalance negative		0.06 €/kWh
Coûts de l'énergie (volume)	10×0.13	1.3 €
Coûts de l'énergie (imbalance)	3×0.06	0.18 €
Coûts de l'énergie (day-ahead)	$1.3 + 0.18$	1.48 €

Dans la suite de ce document, nous considérons que le membre pris en exemple **n'est pas** sur le marché day-ahead.

Coûts d'utilisation des réseaux

Il s'agit d'un coût lié à l'utilisation du réseau de distribution. Il est composé d'un **tarif de transport** et d'un **tarif de distribution**.

Total

Prélèvement total		120 kWh
Tarif transport (fournisseur)		0.05460 €/kWh
Tarif distribution (fournisseur)		0.04960 €/kWh
Coûts de transport (fournisseur)	0.05460×120	6.552 €
Coûts de distribution (fournisseur)	0.04960×120	5.952 €
Coûts d'utilisation des réseaux (fournisseur)	$6.55215 + 5.95218$	12.50432 €

Redevances et surcharges

Il s'agit d'un coût comprenant les **taxes et autres cotisations**. Il est composé d'une cotisation fédérale et d'une redevance de raccordement.

		Total
Prélèvement total		120 kWh
Tarif cotisation fédérale		0.00284 €/kWh
Tarif redevance de raccordement		0.00060 €/kWh
Coûts de la cotisation fédérale	0.00284×120	0.3406 €
Coûts de la redevance de raccordement	0.00060×120	0.0720 €
Redevances et surcharges	$0.3408 + 0.0720$	0.4128 €

Coûts de la pointe

Un client paie un certain coût en fonction de sa **pointe historique** et de sa **pointe du mois**. Chaque pointe est facturée indépendamment en fonction du type de client (ex. : BT, MT, ...). De plus, chaque pointe est pondérée différemment dans le calcul total : 75% pour la pointe historique, 25% pour la pointe du mois.

- **Pointe historique** : Puissance maximale observée sur un quart d'heure durant les 12 derniers mois.
- **Pointe du mois** : Puissance maximale observée sur un quart d'heure durant le mois.

		Total
Pointe historique		100 kW
Pointe du mois		80 kW
Tarif pointe historique (MT)		2.9655570 €/kW
Tarif pointe du mois (MT)		0.9885190 €/kW
Coûts de la pointe historique	2.9655570×100	296.55570 €
Coûts de la pointe du mois	0.9885190×80	79.08152 €

Coûts de la pointe	0.75 + 0.25	242.18716 €
---------------------------	-------------	-------------

Coûts lié au $\cos(\phi)$

A la fin de la période, le $\cos(\phi)$ de chaque compteur de prélèvement est calculé. Si la valeur obtenue est inférieure à 0.9, un tarif additionnel est appliqué sur le réactif total de ce compteur. Le coûts lié au $\cos(\phi)$ correspond à la somme de ces coûts pour les compteurs de prélèvement rattachés à ce client.

	Total
$\cos(\phi)$	0.9
Réactif total	66 kVAR
Tarif du réactif	0.015 €/kVAR
Coûts lié au $\cos(\phi)$	66×0.015 0.99 €

Coûts total

Le coûts total d'un client correspond à la somme des coûts suivants : **coûts de l'énergie**, **terme fixe** (si applicable), **coûts d'utilisation des réseaux**, **redevances et surcharges**, **coûts de la pointe** ainsi que du **coûts lié au $\cos(\phi)$** .

	Total
Coûts de l'énergie (fournisseur)	11.62620 €
Terme fixe (juin 2020)	9.01650 €
Coûts d'utilisation des réseaux (fournisseur)	12.50432 €
Redevances et surcharges	0.41280 €
Coûts de la pointe	242.18716 €
Coûts lié au $\cos(\phi)$	0.99 €
Coûts total	276.73698 €

Facturation avec le réseau (injection)

Il s'agit du gain lié à l'injection d'énergie sur le réseau de distribution.

Bénéfices de la vente d'énergie (fournisseur)

Le prix appliqué varie en fonction d'un tarif heure pleines / heures creuses.

	Total
Injection heures pleines	100 kWh
Injection heures creuses	20 kWh
Injection totale	120 kWh

Gain par kWh injecté (heures pleines)		0.04616 €/kWh
Gain par kWh injecté (heures creuses)		0.02820 €/kWh
Bénéfices de la vente d'énergie (heures pleines)	0.04616×100	4.616 €
Bénéfices de la vente d'énergie (heures creuses)	0.02820×20	0.564 €
Bénéfices de la vente d'énergie (fournisseur)	$4.616 + 0.564$	5.18 €

Bénéfices de la vente d'énergie (day-ahead)

Remarque: Un membre ne peut être soumis qu'à un seul type de tarif (fournisseur ou day-ahead).

Il s'agit des bénéfices liés à la vente d'énergie au marché day-ahead. Lorsqu'un membre est présent sur le marché day-ahead, le **bénéfices de la vente d'énergie (day-ahead)** se substitue au **bénéfices de la vente d'énergie (fournisseur)**. Il est calculé pour chaque quart d'heure, et dépend de 3 composantes :

- Le **volume export**, représentant la quantité d'énergie que le membre s'engage à exporter vers le réseau. Celui-ci est soumis au **tarif day-ahead**, quelque soit la quantité réellement exportée vers le réseau par ce membre.
- L'**imbalance positive**. Il s'agit de la différence positive (en excès) entre le **volume export** et l'**injection totale**. Elle est soumise au **tarif d'imbalance positive**.
- L'**imbalance négative**. Il s'agit de la différence négative (en défaut) entre le **volume export** et l'**injection totale**. Elle est soumise au **tarif d'imbalance négative**.

Voici un exemple avec une imbalance positive pour un quart d'heure donné :

		Total
Injection totale		8 kWh
Volume export (day-ahead)		12 kWh
Imbalance positive (day-ahead)		4 kWh
Imbalance négative (day-ahead)		0 kWh
Tarif day-ahead		0.13 €/kWh
Tarif imbalance positive		0.07 €/kWh
Tarif imbalance negative		0.06 €/kWh
Bénéfices de la vente d'énergie (volume)	8×0.13	1.04 €
Bénéfices de la vente d'énergie (imbalance)	4×0.07	0.28 €
Bénéfices de la vente d'énergie (day-ahead)	$1.04 - 0.28$	0.76 €

Voici un autre exemple avec une imbalance négative pour un quart d'heure donné :

		Total
Injection totale		8 kWh
Volume import (day-ahead)		6 kWh
Imbalance positive (day-ahead)		0 kWh
Imbalance négative (day-ahead)		2 kWh
Tarif day-ahead		0.13 €/kWh
Tarif imbalance positive		0.07 €/kWh
Tarif imbalance negative		0.06 €/kWh
Bénéfices de la vente d'énergie (volume)	8×0.13	1.04 €
Bénéfices de la vente d'énergie (imbalance)	2×0.06	0.12 €
Bénéfices de la vente d'énergie (day-ahead)	$1.04 - 0.12$	0.92 €

Dans la suite de ce document, nous considérons que le membre pris en exemple **n'est pas** sur le marché day-ahead.

Facturation avec la communauté (prélèvement)

La facture réseau de prélèvement (communauté) est constituée de 3 composantes : le **coûts de l'énergie**, la **redevance au gestionnaire de la communauté**, et le **coûts d'utilisation des réseaux**.

Coûts de l'énergie (communauté)

Il s'agit d'un coûts lié à l'achat d'énergie au sein de la communauté. Le prix appliqué est fixe et identique pour l'ensemble des membres de la communauté.

		Total
Prélèvement total (communauté)		50 kWh
Tarif prélèvement (communauté)		0.07 €/kWh
Coûts de l'énergie (communauté)	0.07×50	3.5 €

Redevance au gestionnaire de la communauté et amortissements

Il s'agit d'un coûts permettant la rémunération du gestionnaire de la communauté. Vient également s'ajouter un coûts additionnel permettant d'amortir les investissement du gestionnaire (ex. : achat de systèmes de stockages ou de panneaux solaires).

		Total
Prélèvement total (communauté)		50 kWh
		0.005

Tarif gestionnaire (communauté)		€/kWh
Tarif amortissement sur investissements (communauté)		0.005 €/kWh
Redevance au gestionnaire de la communauté	0.005 × 50	0.025 €
Amortissement sur investissements	0.005 × 50	0.025 €
Redevance au gestionnaire de la communauté et amortissements	0.025 + 0.025	0.05 €

Coûts d'utilisation des réseaux (communauté)

Il s'agit d'un coût lié à l'utilisation du réseau de distribution pour les échanges d'énergie ayant eu lieu au sein de la communauté. Il est composé d'un **tarif de transport** et d'un **tarif de distribution**.

		Total
Prélèvement total (communauté)		50 kWh
Tarif transport (communauté)		0.005 €/kWh
Tarif distribution (communauté)		0.005 €/kWh
Coûts de transport	0.005 × 50	0.025 €
Coûts de distribution	0.005 × 50	0.025 €
Coûts d'utilisation des réseaux (communauté)	0.025 + 0.025	0.05 €

Coûts total (communauté)

Le coût total (communauté) d'un client correspond à la somme des coûts suivants : **coûts de l'énergie (communauté)**, **redevance au gestionnaire de la communauté et amortissements** ainsi que du **coûts d'utilisation des réseaux (communauté)**.

	Total
Coûts de l'énergie (communauté)	3.5 €
Redevance au gestionnaire de la communauté et amortissements	0.05 €
Coûts d'utilisation des réseaux (communauté)	0.05 €
Coûts total (communauté)	3.6 €

Facturation avec la communauté (injection)

La facturation avec la communauté consiste en un tarif (unique) appliqué sur l'énergie injectée dans la communauté. Celui-ci est égal au tarif prélèvement (communauté).

	Total
Injection totale (communauté)	250 kWh
Gain par kWh injecté (communauté)	0.07 €/kWh
Bénéfices de la vente d'énergie (communauté)	0.07 × 250 17.5 €

Tarifs MeryGrid

Tous les tarifs ci-dessous sont exprimés en €/kWh à l'exception de :

- Terme fixe (annuel) : **€/an**
- Tarif pointe historique (MT) : **€/kW**
- Tarif pointe du mois (MT) : **€/kW**

Les tarifs indiqués ont été déduits à partir de différentes factures de 2019. Il est donc possible que ces prix ne correspondent pas exactement avec ceux pratiqués en 2020. De plus, les tarifs associés au client CE+T (Nethys) faisant l'objet d'une étude paramétrique, ceux ne sont pas encore définis. Par simplicité, nous utiliserons pour le moment les mêmes tarifs que ceux définis pour le client MeryBois à l'exception du terme fixe.

Les tarifs marqués d'un symbole () sont fictifs et doivent faire l'objet d'une étude paramétrique afin d'être ajustés correctement.*

	CBV	MeryBois	MeryTherm	CE+T (Nethys)
PRELEVEMENT (réseau)				
Tarif heures pleines	0.06492	0.06265	0.060399	0
Tarif heures creuses	0.04826	0.04438	0.060399	0
Tarif énergie verte	0.026096	0.03728	0.03728	0
Terme fixe (annuel)	0	110	0	0
Tarif transport	0.0359186	0.05460120766605408244	0.012999530956848	0
Tarif distribution	0.0755947	0.04960147020215279601	0.104277673545966	0
Tarif cotisation fédérale	0.002815928	0.0028379	0.0029996	0
Tarif redevance de raccordement	0.0006	0.0006	0.0006	0
Total heures pleines	0.205945228	0.207570735389866	0.218556179737336	0
Total heures creuses	0.189285228	0.189300735389866	0.218556179737336	0
Terme fixe (mensuel, 30 jours)	0	0.3005464481	0	0
Tarif pointe historique (MT)	2.9655570	2.9655570	2.9655570	0
Tarif pointe du mois (MT)	0.9885190	0.9885190	0.9885190	0
INJECTION (réseau)				
Gain par kWh injecté (heures pleines)	/	0	0.04616	0
Gain par kWh injecté (heures creuses)	/	0	0.0282	0

Rôle d'une batterie dans une CER

Une batterie peut jouer principalement 2 rôles :

- ▶ Elle permet de stocker de l'énergie renouvelable lorsque celle-ci ne peut pas être consommée immédiatement.

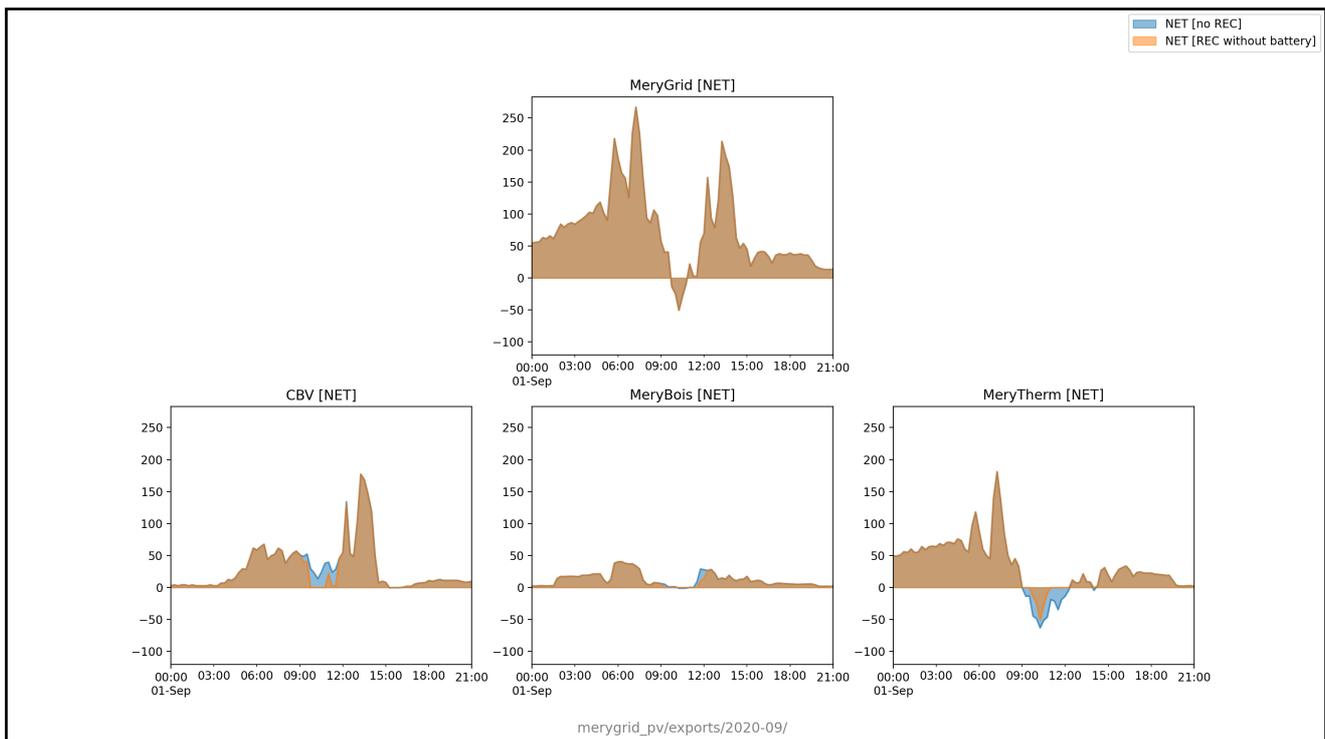
Exemple : Panneaux photovoltaïques en période creuses, comme les week-end ou les jours fériés.

- ▶ Elle permet de réduire la pointe des membres de la CER.

Exemple : Injecter de l'énergie sur le réseau lorsque la consommation de la CER est trop importante. Cela est rendu possible grâce à notre contrôleur, qui peut anticiper les pointes de consommation en chargeant préventivement la batterie, afin de pouvoir la décharger au moment le plus opportun.

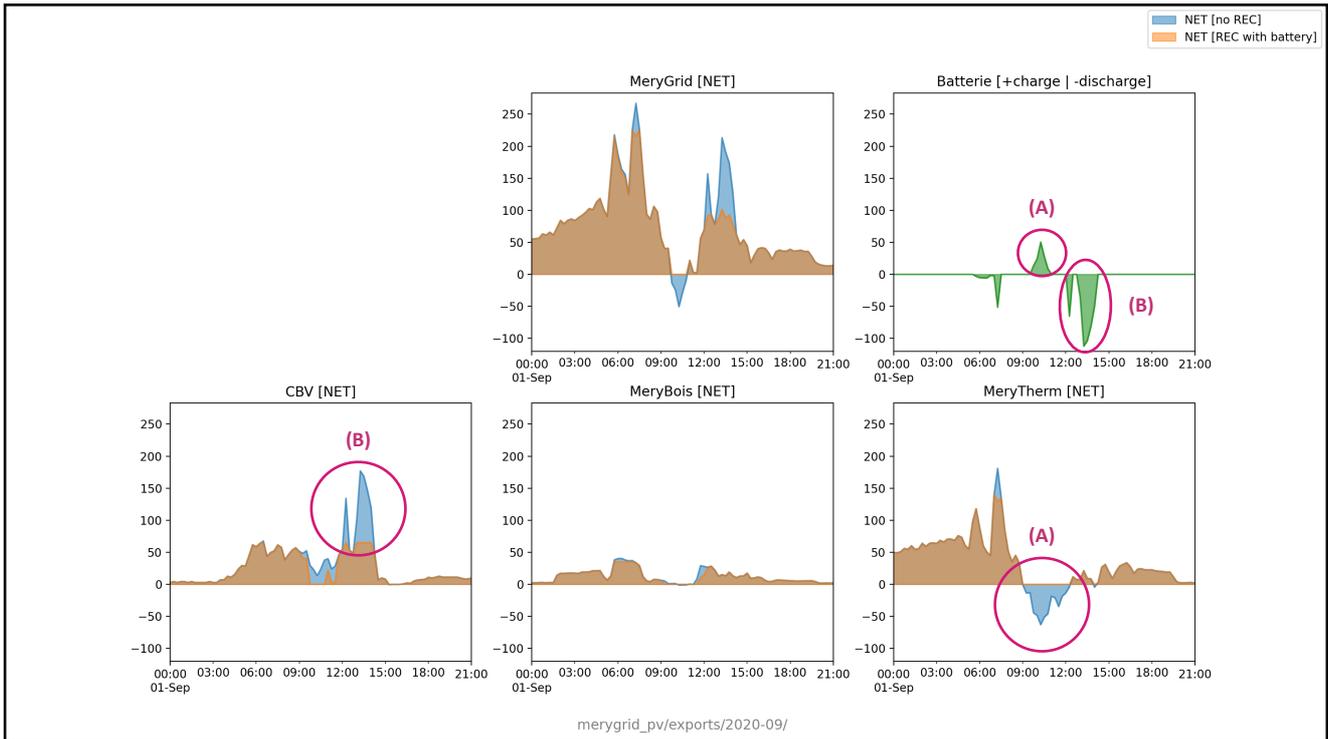
Illustrons cela par un exemple.

Situation n° 1 - CER sans batterie :



- MeryTherm est en mesure d'injecter de l'énergie dans la CER de 9:00 à 12:00
- CBV et MeryBois ne peuvent pas tout absorber.
- CBV a une pointe entre 12:00 et 15:00 **qui ne peut pas être évitée** car aucune membre ne peut injecter d'énergie dans la CER durant cette période.

Situation n° 2 - CER avec batterie :



- MeryTherm est en mesure d'injecter de l'énergie dans la CER de 9:00 à 12:00
- CBV et MeryBois ne peuvent pas tout absorber.
- Entre 9:00 et 12:00, l'EMS décide de **charger** la batterie avec le **surplus**. (A)
- CBV a une pointe entre 12:00 et 15:00.
- Entre 12:00 et 15:00, l'EMS décide de **décharger** la batterie afin de **réduire** la pointe de CBV. (B)

Optimal Control of Renewable Energy Communities with Controllable Assets

Version complète disponible en ligne ici. (<https://hdl.handle.net/2268/264828>)

2 ABSTRACT

3 The control of Renewable Energy Communities (REC) with controllable assets (e.g batteries) can
4 be formalised as an optimal control problem. This paper proposes a generic formulation for such
5 a problem whereby the electricity generated by the community members is redistributed using
6 repartition keys. These keys represent the fraction of the surplus of local electricity production
7 (i.e electricity generated within the community but not consumed by any community member) to
8 be allocated to each community member. This formalisation enables us to jointly optimise the
9 controllable assets and the repartition keys, minimising the combined total value of the electricity
10 bills of the members. To perform this optimisation, we propose two algorithms aimed at solving
11 an optimal open-loop control problem in a receding horizon fashion. Moreover, we also propose
12 another approximated algorithm which only optimises the controllable assets (as opposed to
13 optimising both controllable assets and repartition keys). We test these algorithms on renewable
14 energy community control problems constructed from synthetic data, inspired from a real-life case
15 of REC. Our results show that the combined total value of the electricity bills of the members is
16 greatly reduced when simultaneously optimising the controllable assets and the repartition keys
17 (i.e the first two algorithms proposed). These findings strongly advocate the need for algorithms
18 that adopt a more holistic standpoint when it comes to controlling energy systems such as
19 renewable energy communities, co-optimising or jointly optimising them from both a traditional
20 (very granular) control standpoint and a larger economic perspective.

21 **Keywords:** optimisation, renewable energy, carbon neutral, linear programming, energy communities, local electricity market,
22 repartition keys, revenue sharing

6 CONCLUSION AND PERSPECTIVES

520 In this paper, we have proposed a generic formulation of the decision process associated with renewable
521 energy communities, which enables one to jointly optimize the controllable assets of each member and
522 the repartition keys used to allocate the local production among the members in order to minimise the
523 total combined value of their individual electricity bills. We have proposed two policies that exploit both
524 the structure of the REC and the available predictions of the future production and consumption of each
525 member to perform this joint optimisation in a time-receding horizon fashion. Furthermore, a third policy
526 that only optimises the controllable assets is proposed. We have tested these algorithms on two REC control
527 problems constructed from synthetic data with 6 members - 4 consumers, one producer and a battery. Our
528 results highlight the importance of the joint optimisation of the controllable assets and the repartition keys,
529 as higher total combined value of individual electricity bills have been observed for the third policy.

530 The contribution of this paper could be extended along several directions. First, let us observe that the
531 control policies we have proposed have been using linear programming techniques since the dynamics
532 and the cost functions associated with the REC constructed from synthetic data were linear - this is often
533 not the case for real RECs. In such context, we could use more advanced techniques such as non-linear
534 programming techniques (e.g interior point methods) in these open-loop policies or even use closed-loop
535 policies. Reinforcement learning techniques (Bellman, 1954), especially by exploiting the expressiveness of
536 deep neural networks (François-Lavet et al., 2018) (Mnih et al., 2015) (Lillicrap et al., 2015), are excellent
537 candidates to construct these closed-loop policies, since these techniques have been successfully tested on
538 challenging control problems related to microgrids and power systems (Tomin et al., 2019) (François-Lavet
539 et al., 2016) (Glavic et al., 2017).

540 Finally, the repartitions keys, introduced by the decision process developed in Section 3, implicitly
541 describe a mechanism to redistribute the revenues generated from the REC, which corresponds to the
542 difference between the combined total value of the individual electricity bills without the REC and the
543 combined total value of the individual electricity bills with the REC. However, this redistribution of the REC
544 revenues is biased by the electricity tariffs imposed by the retailers on each member. Indeed, as observed
545 by the simulation results in Section 5, whenever the buying retail tariff of a member is higher compared to
546 others members, the size of its individual electricity bill is lower compared to these members. By design,
547 other factors that could influence this redistribution in another way (e.g investment participation of a
548 member to build the REC, subsidies brought by some members) are not taken into account at optimisation
549 stage. An *ex-post* procedure could be developed to compute alternative redistributions schemes as to better
550 incentivize the members to join the RECs.