

Louvain School of Management

COMARDEN SRL - Optimisation économique du dimensionnement d'une installation photovoltaïque connectée au réseau selon le profil de consommation

Auteur : Maxime De Maertelaere
Promoteur : Denis Knaepen
Année académique 2024-2025
Mémoire pour le master d'ingénieur de gestion [120]

During the preparation of this master's thesis, the author utilized Chat GPT for the following purpose:

1. Assistance with data processing and Python/Gurobi programming.
2. Clarification of technical concepts found in academic literature.
3. Support in writing and rephrasing specific sections of the thesis.

After using Chat GPT, the author(s) diligently reviewed and edited the content produced by the tool. We take full responsibility for the final content presented in this thesis.

By signing this declaration, we affirm that the content of this master's thesis reflects our original work, augmented by the responsible use of AI.

Remerciements

Je tiens à remercier sincèrement Denis Knaepen pour m'avoir accompagné tout au long de cette épreuve. J'ai eu la chance d'avoir un promoteur très disponible et faisant preuve d'un grand soutien lors des moments clés. Nos échanges furent, pour moi, une réelle source d'inspiration.

J'aimerais aussi remercier toute l'équipe COMARDEN et en particulier Olivier Fernandez pour m'avoir fait confiance et m'avoir permis de réaliser un mémoire sur un sujet qui me passionne. Je garderai un très bon souvenir de cette première expérience professionnelle.

Je tiens également à adresser des mots de remerciements envers Jean-Christian Bertholet. Grâce à lui, j'ai pu atterrir dans le secteur photovoltaïque de la meilleure des manières. Nos discussions furent très enrichissantes.

Enfin, j'aimerais adresser des mots de reconnaissance envers ma maman et mon papa pour leur soutien éternel depuis toujours. Le reste de mes pensées vont à mes deux sœurs, mes amis et mes proches grâce à qui j'ai pu profiter d'années étudiantes totalement folles.

« Il y a trois cents ans, toutes les énergies étaient renouvelables. »

Jean-Marc Jancovici, *Le monde sans fin* (2021)

Résumé

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre d'un projet d'optimisation économique appliqué au dimensionnement d'une installation photovoltaïque on-grid pour l'entreprise Comarden. À partir d'un profil de consommation réel mesuré à haute résolution, l'objectif est de déterminer les valeurs optimales de trois composantes clés : la puissance photovoltaïque installée, la capacité de stockage, et la puissance de l'onduleur. L'approche mobilise des données techniques, tarifaires et comportementales, intégrées dans un modèle mathématique résolu sous Python via le solveur Gurobi. Le modèle vise à minimiser le coût total actualisé du système sur un cycle de vie de 25 ans, en simulant heure par heure les flux d'énergie et en tenant compte des contraintes économiques et réglementaires. La méthodologie repose sur une formalisation linéaire robuste, testée sur deux sites distincts de l'entreprise. Les résultats mettent en évidence l'impact décisif du profil de consommation, la sensibilité du système aux signaux de prix, et la nécessité d'un arbitrage fin entre autoconsommation, injection et stockage. Le mémoire aboutit à un dimensionnement optimal contextualisé, apportant des recommandations concrètes et chiffrées pour Comarden, tout en illustrant plus largement la valeur d'une modélisation rigoureuse dans le cadre de la transition énergétique.

Table des matières

1. Introduction	1
2. Revue de littérature	2
2.1. Enjeux énergétiques et rôle stratégique du photovoltaïque	2
2.1.1. Crise énergétique et fragilité du système actuel	2
2.1.2. Le photovoltaïque comme levier de résilience énergétique	5
2.1.3. Cadre politique et incitations européennes	5
2.2. Le marché photovoltaïque en Belgique.....	6
2.3. Cadre réglementaire et évolution des contraintes légales en Wallonie	9
2.3.1. Transition réglementaire : du système de compensation au régime d'injection	9
2.3.2. Tarifs dynamiques et fiscalité évolutive	9
2.3.3. Catégorisation réglementaire des producteurs	10
2.4. Critères de dimensionnement d'un système photovoltaïque	11
2.4.1. Critères techniques spécifiques au PV	11
2.4.2. Critères économiques	13
2.4.3. Trois axes de modélisation	15
2.5. Défis économiques dans les systèmes on-grid	17
2.6. Rôle du profil de consommation dans le dimensionnement optimal.....	18
2.7. Techniques d'optimisation.....	19
3. Collecte des données	20
3.1. COMARDEN : description de l'environnement	20
3.2. Paramètres externes et données techniques	22
3.3. Hypothèses de modélisation	24
4. Méthodologie de modélisation	26
4.1. Structure globale du modèle	26
4.2. Formulation mathématique du modèle	27
4.2.1. Paramètres	27
4.2.2. Variables de décision	27
4.2.3. Variables horaires	28
4.2.4. Contraintes du modèle	28
4.2.5. Construction de la fonction objective.....	30
4.3. Spécificités du modèle et limites structurelles.....	30

5.	Résultats.....	32
5.1.	Résultats pour le site de Naninne.....	32
5.2.	Résultats pour le site de Bertrix	34
5.3.	Résultats économiques : Impact sur la structure financière.....	35
6.	Discussion	37
6.1.	Interprétation des résultats	37
6.2.	Limites du travail.....	38
7.	Conclusion.....	40
8.	Bibliographie	41
9.	Annexes	46

1. Introduction

Dans un contexte de transition énergétique accélérée, le système électrique européen est confronté à des défis majeurs. L'électrification progressive des usages s'accompagne naturellement d'une hausse continue de la demande en électricité, tandis que les capacités de production pilotables diminuent. Cette situation entraîne une fragilité croissante des réseaux, comme l'ont récemment souligné plusieurs rapports, notamment en Belgique. L'interconnexion accrue des marchés ne garantit plus une sécurité d'approvisionnement suffisante à elle seule. Dans ce cadre, les solutions de production décentralisée, comme le photovoltaïque, apparaissent plus que jamais comme des leviers stratégiques pour renforcer la résilience et la performance énergétique des entreprises.

Pour une société comme COMARDEN, active dans le secteur de la distribution de matériaux et soucieuse d'anticiper les évolutions de son environnement, l'investissement dans une installation photovoltaïque constitue une piste sérieuse. Toutefois, une question centrale se pose, « **comment déterminer le dimensionnement optimal d'une telle installation photovoltaïque ?** ». Il est possible de se rendre compte assez rapidement que la réponse n'est pas si évidente et qu'elle mérite une profonde réflexion. Plusieurs facteurs peuvent rentrer en jeu, parmi lesquels on retrouve les contraintes techniques, les besoins énergétiques et les critères économiques. Le cas étudié propose une architecture connectée au réseau, ce qui complexifie d'avantage la question en raison des flux échangés avec de dernier. Ce mémoire propose d'y répondre à travers une démarche rigoureuse, appuyée par la littérature scientifique et par un modèle d'optimisation mathématique développé spécifiquement pour ce projet.

Le travail vise ainsi à identifier, pour un profil de consommation donné, les valeurs optimales de trois paramètres principaux : la puissance installée des panneaux photovoltaïques, la capacité de la batterie, et la puissance de l'onduleur. L'objectif n'est pas d'entrer dans le détail des composants techniques (technologie des cellules, câblage, etc.), mais bien de proposer un raisonnement économique fondé, capable de guider une décision d'investissement éclairée. Le modèle développé cherche à simuler au plus près la réalité dans laquelle s'inscrit COMARDEN, tout en conservant une portée généralisable pour d'autres acteurs.

Pour répondre à cette problématique, le mémoire débute par une mise en contexte du projet et une revue de littérature ciblée, permettant d'éclairer les enjeux énergétiques contemporains, d'identifier les principaux critères de dimensionnement, ainsi que les approches d'optimisation existantes. Il s'appuie ensuite sur une collecte de données et une présentation du cas spécifique de COMARDEN, avant de développer une méthodologie de modélisation mathématique rigoureuse, pensée pour simuler fidèlement les réalités de terrain. Les résultats obtenus sont alors analysés sous l'angle technique et économique, puis discutés de manière critique afin d'en dégager la portée, les limites et les recommandations concrètes. En dernier lieu, les conclusions mèneront à une ouverture vers des pistes d'évolution futures et à la réflexion finale du travail. La structure a été pensée pour développer l'ensemble du contenu de manière claire au lecteur.

2. Revue de littérature

2.1. Enjeux énergétiques et rôle stratégique du photovoltaïque

2.1.1. Crise énergétique et fragilité du système actuel

Pour aborder rigoureusement le sujet de ce mémoire, il est utile de replacer l'analyse dans le contexte énergétique actuel, marqué par une mutation profonde des dynamiques de consommation. À l'échelle européenne, les données normalisées d'EUROSTAT révèlent une croissance stable de la demande d'électricité jusqu'en 2010, suivie d'une stagnation due à la crise financière, puis d'une reprise lente, interrompue par la pandémie de COVID-19 et la guerre en Ukraine. Cette dernière a accéléré les politiques d'électrification dans plusieurs États membres, notamment sous l'impulsion du Green Deal, du paquet législatif Fit-for-55 et du plan RePowerEU (Elia, 2025 ; Eurostat, 2024). Les scénarios étudiés par Elia montrent une reprise nette de la demande énergétique européenne à partir de 2025. Dans le scénario "Prosumer Power", qui suppose une électrification forte et un engagement élevé des consommateurs, la consommation annuelle dépasserait 4 000 TWh en 2035, soit une augmentation d'environ 50 % par rapport au niveau de référence actuel qui s'élevait à 2 700 TWh en 2022 (Elia, 2025).

En Belgique, la trajectoire est similaire, mais avec une intensité plus marquée (figure 1). Après une décennie de stabilité, la demande annuelle devrait passer de 82,1 TWh en 2025 à 130,5 TWh en 2035 dans le scénario haut, ce qui représente une croissance de plus de 58 % sur dix ans. Même les scénarios plus conservateurs anticipent une hausse substantielle de la consommation, atteignant 123,8 TWh (Current Commitments) et 110,3 TWh (Constrained Transition) à l'horizon 2035 (Elia, 2025). Cette tendance est cohérente avec les dernières données du SPF Économie, qui observe une reprise de la consommation d'électricité en 2024, notamment dans l'industrie (SPF Économie, 2025).

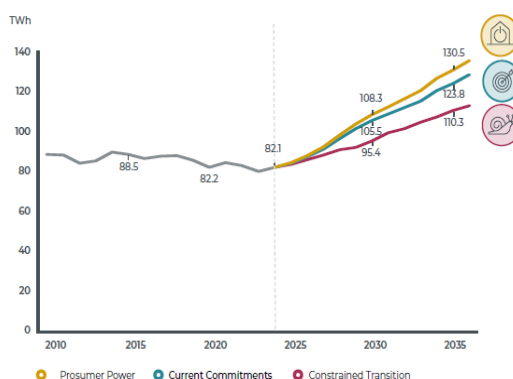


Figure 1 - Projection de la demande électrique en Belgique selon trois scénarios (Elia, 2025)

Cette évolution s'explique par la convergence de plusieurs facteurs principaux : la généralisation des véhicules électriques, le remplacement progressif des chaudières au gaz par des pompes à chaleur, la montée en charge des centres de données, et l'électrification croissante de l'industrie. Ces tendances convergentes exercent une pression croissante sur l'équilibre entre production et consommation, d'autant plus que la production pilotable, c'est-à-dire modulable à la demande, diminue dans de nombreux États membres. Un exemple emblématique de cette électrification croissante est la montée en puissance des véhicules électriques en Belgique (figure 2). Dans le scénario "Current Commitments" analysé par Elia, le nombre de voitures particulières électrifiées

(batterie ou hybride rechargeable) passerait de 0,7 million en 2025 à 2,5 millions en 2035, soit une multiplication par plus de trois en dix ans (Elia, 2025). Cette dynamique est principalement tirée par les flottes d'entreprises, mais les véhicules privés devraient également connaître une croissance significative. Cette évolution modifie profondément les profils de consommation, en augmentant les charges aux heures de pointe et en appelant à une gestion intelligente des usages. D'ailleurs, la puissance de charge maximale pourrait atteindre jusqu'à 20 GW en 2036, contre environ 13,9 GW aujourd'hui selon les données de l'IEA (International Energy Agency) (IEA, 2022).

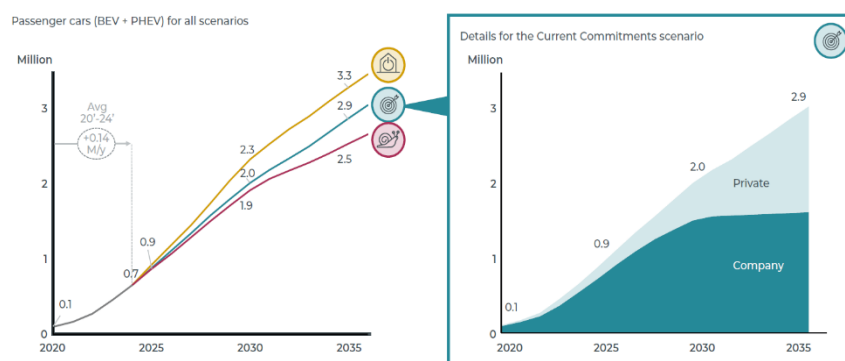


Figure 2 – Projection du nombre de voitures électrifiées en Belgique (Elia, 2025)

Face à cette croissance rapide de la demande, la stabilité du réseau électrique repose sur deux piliers fondamentaux : l'adéquation et la flexibilité.

L'adéquation désigne la capacité structurelle du système à couvrir la demande en tout temps, y compris lors des périodes de pointe ou en cas d'imprévu, comme une vague de froid ou une indisponibilité technique. En Belgique, ce critère est considéré comme respecté lorsque le niveau de Loss of Load Expectation (LOLE) reste inférieur à 3 heures par an (Elia, 2025). Pour garantir l'adéquation du système à moyen terme, la Belgique s'appuie principalement sur un mécanisme de rémunération de capacité (CRM), qui vise à sécuriser la disponibilité de moyens de production suffisants lors des pics de consommation. Ce dispositif incite financièrement les producteurs et autres acteurs flexibles à maintenir ou développer des capacités, même si elles ne sont pas sollicitées en permanence. Il s'inscrit dans un ensemble plus large de politiques d'adéquation, comprenant notamment la planification anticipée des besoins par le gestionnaire de réseau. Sans ces mesures, on pourrait voir le niveau LOLE monter à plus de 3 heures par an. Cela signifierait un risque accru de délestage contrôlé, ou bien même de pénurie plus globale (black-out ponctuel). On parle ici plutôt de stratégie axée sur le plus long-terme (SPF Économie, 2025).

La flexibilité, quant à elle, fait référence à la capacité du système à absorber des écarts rapides entre la production et la consommation, souvent causés par la variabilité des énergies renouvelables. Elle devient essentielle dans un système où la part de production solaire et éolienne ne cesse de croître, tout en étant sujette à des fluctuations brutales. Pour garantir cet équilibre en temps réel, Elia mobilise plusieurs leviers : le stockage d'électricité via batteries, le décalage temporaire de la consommation (load shifting), la réduction contrôlée de la production photovoltaïque (PV curtailment) ou encore des mécanismes de rémunération de la flexibilité. On parle ici alors de tactique axée sur le court-terme.

Ces dispositifs ne permettent pas uniquement d'éviter des déséquilibres ponctuels ; ils assurent aussi une intégration plus efficiente des énergies renouvelables, en rendant le système plus

réactif, moins dépendant des imports et plus résilient face aux chocs. L'IEA souligne d'ailleurs l'importance de ces instruments dans ses recommandations récentes sur la transition énergétique belge (IEA, 2022).

Malgré ces solutions de modulation, le système énergétique belge reste fragilisé par plusieurs facteurs structurels. Le premier tient à sa dépendance historique aux énergies fossiles importées, notamment le gaz, dont les prix et la disponibilité ont été fortement perturbés par l'invasion de l'Ukraine en 2022. Cette crise a mis en évidence la vulnérabilité des chaînes d'approvisionnement et a accéléré la transition vers les énergies renouvelables, perçues comme des vecteurs d'autonomie stratégique (Elia, 2025). Toutefois, leur caractère intermittent renforce la nécessité de disposer d'un socle de production pilotable et de capacités de stockage flexibles, ce qui reste un défi majeur.

En outre, la Belgique dépend structurellement de ses voisins pour équilibrer son réseau. Elia estime pour les prochaines années, en ne supposant pas de capacité supplémentaire, une dépendance de près de 1 000 heures par an aux importations. Or, à partir de 2030, plusieurs pays interconnectés entreront eux-mêmes en déficit de capacité, comme le montrent les projections du scénario "Current Commitments". De plus, les analyses d'Elia révèlent une corrélation importante des épisodes de pénurie entre la Belgique et ses voisins, limitant l'efficacité des interconnexions comme solution de secours. En d'autres termes, lorsque la Belgique aura besoin d'importer, ses voisins pourraient être dans l'incapacité de fournir puisqu'ils seraient eux-mêmes dans le besoin. Elia avance même que 15 % de la capacité d'import pourrait manquer dans des scénarios critiques. Le SPF Économie souligne également que 75,9 % de l'énergie primaire consommée en Belgique en 2024 provenait d'importations nettes, ce qui illustre le niveau de dépendance énergétique actuel.

Enfin, la situation est aggravée par la diminution du parc pilotable. Plusieurs unités thermiques existantes sont appelées à fermer dans les prochaines années, réduisant la part de production activable à la demande. Le système devient alors plus dépendant de flexibilités de plus en plus exigeantes : non seulement en temps réel (intra-journalier), mais aussi à l'échelle hebdomadaire et saisonnière. Les courbes de demande résiduelle simulées par Elia pour 2028, 2032 et 2036 confirment cette évolution. Les écarts de la demande résiduelle entre les creux et les pics journaliers atteignent des niveaux de plus en plus marqués, ce qui nécessitera des réponses bien au-delà des seuls mécanismes actuels.

En résumé, le système électrique belge entre dans une zone de fragilité croissante. Entre la hausse rapide de la demande, la dépendance aux importations dans un contexte européen également sous tension, et le recul des capacités pilotables, les marges de sécurité se réduisent. Le risque de déséquilibre n'est plus hypothétique. À l'horizon 2026–2027, jusqu'à 3,5 GW de production locale restent à sécuriser pour garantir l'adéquation (Elia, 2025). À plus long terme, c'est un besoin de flexibilité estimé à 8 GW qui devra être couvert d'ici 2036 pour stabiliser le réseau (Elia, 2025). Ce contexte représente une menace systémique pour l'économie dans son ensemble, y compris pour les entreprises industrielles et tertiaires comme la société COMARDEN, dont l'activité dépend d'un accès stable, fiable et abordable à l'électricité.

2.1.2. Le photovoltaïque comme levier de résilience énergétique

Dans un contexte où les réseaux électriques deviennent de plus en plus vulnérables, le photovoltaïque décentralisé s'impose comme une solution stratégique pour renforcer l'autonomie énergétique des sites. En permettant à une entreprise, un bâtiment ou une collectivité de produire directement une part de l'électricité qu'ils consomment, l'autoconsommation réduit leur dépendance vis-à-vis du réseau public, notamment lors des pics de prix ou en cas de tensions d'approvisionnement (IEA-PVPS, 2016). Cette approche peut être mise en œuvre à l'échelle individuelle, mais aussi au sein de communautés énergétiques où la production et la consommation sont partagées localement.

L'IEA PVPS (Photovoltaic Power Systems) souligne par ailleurs que cette production locale ne bénéficie pas uniquement aux sites producteurs : elle allège également la pression sur les infrastructures nationales. Le rapport de 2001 montre ainsi que le photovoltaïque distribué peut contribuer à stabiliser le système électrique, réduire les pertes liées au transport de l'électricité sur de longues distances, et limiter le recours aux renforcements de réseau (IEA-PVPS, 2001). À cela s'ajoute un avantage logistique important. Le PV (photovoltaïque) est une technologie modulaire, rapide à déployer, et adaptable à toutes sortes d'environnements, des maisons individuelles aux grandes zones d'activité.

Lorsqu'on y ajoute un système de batteries, le dispositif gagne encore en robustesse. Il devient alors possible d'assurer une alimentation sans interruption, via une fonction UPS (Uninterruptible Power Supply), pour maintenir sous tension les équipements critiques en cas de coupure. Ce type d'architecture hybride permet d'éviter des pertes d'exploitation ou des dommages matériels dans les environnements sensibles. Des expérimentations menées dès les années 2000 ont montré que ces systèmes étaient techniquement fiables, même dans des contextes fortement perturbés (Nayar et al., 2000).

Plus récemment, des travaux comme ceux de Moreno-Vassart et al. (2024) ont exploré des approches encore plus poussées : des systèmes intelligents où le photovoltaïque, le stockage et les usages locaux sont coordonnés en temps réel à travers des marchés d'électricité locaux. Ces dispositifs ouvrent la voie à une véritable résilience énergétique à l'échelle des territoires, en permettant de gérer localement les flux d'électricité, de prévoir la demande, et de s'adapter dynamiquement sans dépendre entièrement du réseau central.

2.1.3. Cadre politique et incitations européennes

Dans le cadre du Pacte vert (Green Deal) pour l'Europe, l'Union européenne a renforcé de manière ambitieuse ses objectifs climatiques, en traçant une trajectoire claire vers la neutralité carbone à l'horizon 2050. Un objectif intermédiaire impose une réduction d'au moins 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030, par rapport aux niveaux de 1990, accompagné d'une cible de 42,5 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie (RED III, 2023). Pour atteindre ces objectifs, la directive européenne sur les énergies renouvelables (RED III) identifie le photovoltaïque comme un levier stratégique, en raison de sa maturité technologique, de sa modularité et de sa rapidité de déploiement. Le texte insiste notamment sur le développement local des installations, avec des mesures concrètes telles que la simplification des procédures de permis, en particulier pour les toitures d'entreprises et les bâtiments publics.

À l'échelle nationale, la Belgique a décliné ces ambitions dans son Plan National Énergie-Climat (PNEC, 2023), en se fixant une cible de 30,4 % d'énergies renouvelables d'ici 2030. Le plan souligne le rôle structurant des PME dans la transition énergétique, en mobilisant plusieurs instruments : incitants fiscaux, appels à projets et dispositifs de soutien à l'autoconsommation. Ce cadre réglementaire crée un contexte favorable pour les entreprises telles que la société COMARDEN, qui peuvent bénéficier à la fois d'avantages économiques directs et d'un alignement stratégique avec les nouvelles normes européennes de durabilité.

Au-delà des incitants politiques, la fiscalité carbone constitue un second moteur essentiel de cette dynamique (figure 3). En Belgique, l'intensité moyenne d'émissions de l'électricité réseau s'élevait à environ 174 kgCO₂/MWh en 2023 (Elia, 2025), contre seulement 36 kgCO₂/MWh pour l'électricité photovoltaïque, en tenant compte de l'ensemble de son cycle de vie (IEA, 2022). Cet écart d'intensité devient d'autant plus déterminant dans un contexte où le prix du carbone continue de croître. Selon les projections d'Elia, le prix de la tonne de CO₂ sur le marché ETS (Emission Trading System) européen pourrait passer de 75 €/tCO₂ en 2023 à 152 €/tCO₂ en 2035. Cela impliquerait un surcoût carbone pour 1 MWh d'électricité réseau allant de 13,05 € en 2023 à 26,40 € en 2035, contre un coût quasi marginal de 5,47 € pour le photovoltaïque. À long terme, cette différence renforce structurellement la compétitivité des installations solaires. Pour une entreprise soumise à des quotas carbone ou à des obligations de reporting extra-financier, cette réduction d'émissions représente un double levier : économique, en réduisant les coûts implicites, et réputationnel, en valorisant un engagement environnemental visible.

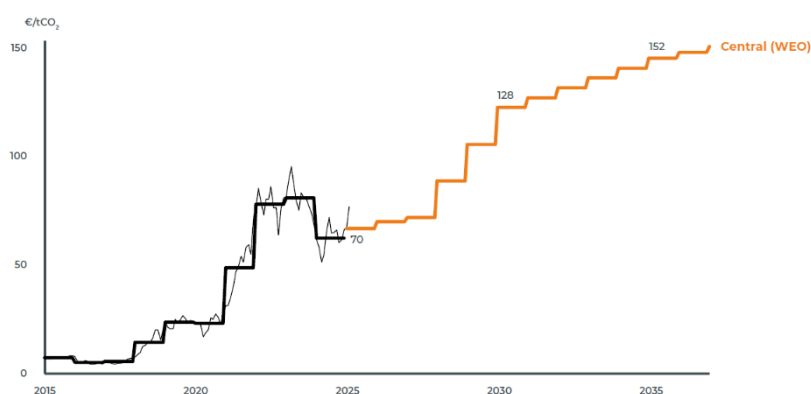


Figure 3 - Évolution historique et projetée du prix de la tonne de CO₂ (Elia, 2025)

2.2. Le marché photovoltaïque en Belgique

Concernant le marché photovoltaïque belge, l'analyse du mix électrique belge permet de mieux saisir la montée en puissance du solaire dans le paysage énergétique national. Longtemps dominée par le nucléaire et les énergies fossiles, la production d'électricité connaît depuis deux décennies une transition progressive, portée par les politiques climatiques européennes et l'évolution technologique des énergies renouvelables. Les données d'Elia (figure 4) et de l'IEA montrent une croissance continue des parts de marché du gaz naturel et des énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse), tandis que le charbon a été totalement écarté et que le nucléaire recule depuis 2023. Dans ce contexte, le solaire, encore modeste en volume, joue un rôle stratégique grâce à sa capacité d'intégration locale et à la rapidité de son déploiement.

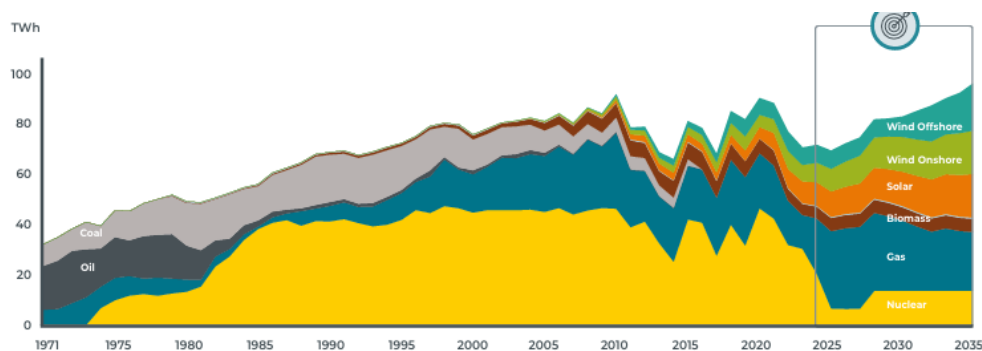


Figure 4 - Mix électrique historique et projeté en Belgique (Elia, 2025)

Les projections de capacité installée confirment cette tendance. Selon les scénarios d'Elia (2025) (figure 5), la puissance totale installée en panneaux photovoltaïques pourrait atteindre 20,9 GWc en 2035 dans le scénario central, et jusqu'à 33,6 GWc dans le scénario haut dit "Prosumer Power", contre environ 11 GWc actuellement. Ce développement suppose un doublement, voire un triplement de la capacité du pays, signe de l'ambition des objectifs fixés au niveau fédéral et régional. La croissance attendue se concentrera en particulier sur les secteurs résidentiel et PME, qui disposent d'un fort potentiel de toiture et représentent un levier essentiel pour une production électrique décentralisée et souple.

Sur le plan régional, d'importants écarts subsistent. En 2023, la Flandre assurait 78 % de la production photovoltaïque nationale, contre 20 % pour la Wallonie et 2 % pour Bruxelles (SPF Économie, 2024). Ces différences s'expliquent par divers facteurs, comme la densité de population, l'historique des politiques de soutien ou encore le taux d'équipement des bâtiments. Elles traduisent aussi une avance technologique de la Flandre, notamment dans les segments résidentiels et PME. Cette répartition géographique différenciée influence les stratégies régionales, en particulier celles qui visent à encourager l'autoconsommation et à valoriser les flexibilités locales.

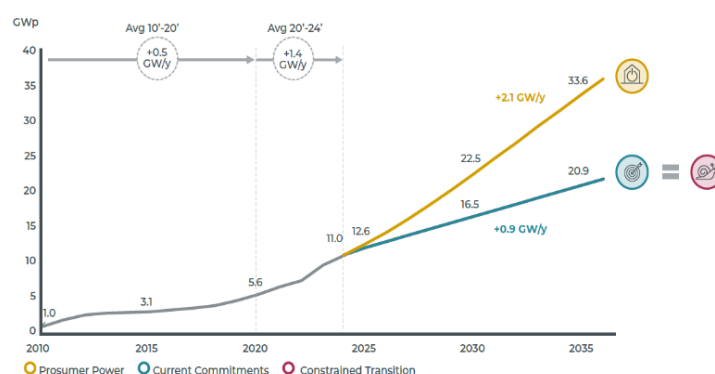


Figure 5 - Évolution projetée de la capacité installée en photovoltaïque (Elia, 2025)

En 2024, la majorité (66 %) de la puissance photovoltaïque installée en Belgique provient de petites installations résidentielles de moins de 10 kVA. Les systèmes de taille intermédiaire, compris entre 10 et 250 kVA (typiques des PME et des bâtiments collectifs) représentent 16 % de la capacité installée, tandis que les grandes installations de plus de 250 kVA, généralement situées en milieu industriel, en totalisent environ 18 %. Cette distribution confirme l'importance

du secteur résidentiel, tout en montrant la marge de progression du photovoltaïque dans le tissu entrepreneurial (Renouvelle, 2024).

Sur le plan économique, les données historiques de l'IEA (2021) indiquent que le prix de l'électricité pour les ménages belges, ce qui correspond au raccordement basse tension, a augmenté régulièrement entre 2009 et 2019, atteignant en moyenne environ 0,30 €/kWh. Cette tendance à la hausse s'est poursuivie, marquée par une forte volatilité liée aux crises énergétiques et géopolitiques. En juin 2025, le tarif moyen reste proche de cette valeur, avec un prix de 0,35€/kWh observé en Wallonie (Renouvelle, 2025). Ce niveau place la Belgique parmi les pays d'Europe de l'Ouest où l'électricité résidentielle est la plus coûteuse, en raison des frais de réseau, de la fiscalité et de la structure du marché. Il faut toutefois noter que le tarif réel payé varie fortement selon plusieurs paramètres : type de contrat, gestionnaire de réseau, puissance souscrite, ou encore configuration électrique du logement. Cette diversité explique en partie les écarts importants entre ménages et renforce l'intérêt du photovoltaïque comme moyen de stabilisation des coûts par autoconsommation.

L'analyse économique d'un projet solaire repose en grande partie sur le coût actualisé de l'énergie (LCOE), qui exprime le coût moyen de chaque kilowattheure produit sur l'ensemble du cycle de vie de l'installation, en prenant en compte les coûts d'investissement, d'exploitation et de performance, mais hors taxes et subsides. En Belgique, les estimations récentes placent le LCOE entre 0,05 et 0,08 €/kWh pour des systèmes de taille PME ou industrielle, selon la localisation, le taux d'utilisation et les conditions de financement (IEA, 2022). Ces valeurs se situent bien en dessous des prix de l'électricité de détail, qui intègrent les coûts de réseau, les taxes et les marges commerciales.

Un concept important dans l'analyse est l'autoconsommation qui désigne la part de la production photovoltaïque consommée directement sur place, sans transiter par le réseau. Ce taux dépend fortement du profil de consommation et de la présence d'un système de stockage. Dans le résidentiel belge, l'autoconsommation atteint en moyenne 30 % sans batterie, et jusqu'à 60 % avec un stockage intégré (CWaPE, 2023). Pour les PME, dont l'activité coïncide davantage avec les heures solaires, ce taux est naturellement plus élevé. Les estimations disponibles indiquent une autoconsommation d'environ 45 % sans batterie, pouvant dépasser les 70 % avec un système de stockage bien dimensionné (IEA, 2023). De tels niveaux permettent d'optimiser la rentabilité d'une installation tout en réduisant l'exposition aux prix du marché.

Enfin, la production solaire en Belgique varie fortement selon la saison. D'après les données moyennes de productivité mensuelle, les mois de mai à août concentrent l'essentiel de la production, avec des rendements supérieurs ou proches de 125 kWh/kWc. À l'inverse, les mois d'hiver, décembre et janvier en particulier, affichent des niveaux très faibles, souvent inférieurs à 40 kWh/kWc. Cette variabilité saisonnière implique une gestion rigoureuse de la consommation et du stockage pour maximiser l'autoconsommation annuelle et garantir la viabilité économique du projet. Il s'agit d'un enjeu central pour tout dimensionnement optimal (Renouvelle, 2025).

2.3. Cadre réglementaire et évolution des contraintes légales en Wallonie

2.3.1. Transition réglementaire : du système de compensation au régime d'injection

En Wallonie, les installations photovoltaïques de moins de 10 kVA bénéficiaient depuis plusieurs années d'un cadre particulier : le système de compensation (Net-Metering). Ce mécanisme, aussi appelé compteur qui tourne à l'envers, permettait aux prosumers (producteurs qui consomment) de déduire entièrement leur production de leur consommation, tout en s'acquittant d'un tarif forfaitaire pour l'usage du réseau, estimé à environ 800 € par an pour une installation de 10 kVA (ORES). Ce régime reste applicable jusqu'en 2030 pour les systèmes mis en service avant le 1er janvier 2024.

Pour les installations plus récentes, un nouveau modèle s'impose. Les producteurs paient désormais leur consommation brute prélevée sur le réseau, sans mécanisme de compensation directe. Il s'agit d'un système appelé Net-Purchasing. L'électricité injectée est alors rémunérée au prix de marché, généralement faible (environ 0,05 €/kWh), ce qui modifie sensiblement l'équilibre économique d'un projet photovoltaïque. Cette réforme vise à mieux refléter la réalité physique des flux énergétiques et à inciter les utilisateurs à maximiser leur autoconsommation plutôt qu'à injecter de l'énergie sur le réseau. Elle s'accompagne aussi de nouvelles exigences administratives, en particulier pour les installations de plus grande puissance, qui doivent désormais répondre à des conditions plus strictes (études techniques, autorisations, conformité réseau, etc.) (CWAPE, 2025 ; ORES, 2025).

Dans ce contexte réglementaire, l'étude de Villena et al. (2021) met en évidence les effets structurels du système de compensation sur les incitations économiques et les flux d'énergie. En l'absence de différenciation entre énergie prélevée et injectée, le net-metering transforme le réseau en une forme de stockage virtuel gratuit, ce qui limite fortement le développement de solutions locales de stockage et maintient le taux d'autoconsommation autour de 30 %. L'article montre également que ce mécanisme favorise une concentration des investissements PV chez les ménages les plus aisés, tout en transférant une part croissante des coûts du réseau vers les consommateurs non équipés.

Par ailleurs, les auteurs soulignent le rôle structurant des compteurs intelligents dans la transition vers des mécanismes tarifaires plus équitables et durables. Leur faible présence en Wallonie limite l'adoption de modèles différenciés tels que le net-purchasing ou les tarifs à composante capacitaire (IEA, 2022, rapport sur la Belgique). Ces derniers permettraient pourtant de mieux répartir les coûts, de stimuler l'investissement en stockage, et de responsabiliser les injections au réseau (Villena et al., 2021).

2.3.2. Tarifs dynamiques et fiscalité évolutive

Une évolution tarifaire majeure est attendue en Wallonie et à Bruxelles avec l'introduction progressive des contrats à prix dynamiques, dont le lancement est prévu à partir du mois de juin 2025. Ces contrats ont pour objectif d'indexer le prix de l'électricité sur les variations horaires du marché de gros, en particulier celui de l'EPEX Spot. L'enjeu est d'inciter les consommateurs à adapter leur demande à la disponibilité réelle d'énergie sur le réseau, en valorisant une consommation mieux synchronisée avec la disponibilité du réseau (Boveroux, 2025).

Ce type de tarification ouvre la voie à une gestion plus fine des usages grâce à des solutions de pilotage automatisé, de stockage local (par batterie), ou encore de modulation de la charge. Le principe repose sur une tarification horaire, transmise en temps réel via les compteurs intelligents. À terme, cette logique permettrait de refléter plus fidèlement les déséquilibres du réseau, avec des cas où le prix d'injection pourrait devenir négatif lors de surproduction, ou inversement, où certains prélèvements pourraient être rémunérés si la consommation locale contribue à stabiliser le système (Boveroux, 2025)

Il convient toutefois de souligner que ces contrats dynamiques resteront facultatifs. Leur adoption ne sera pas obligatoire, ce qui constitue un point clé pour les détenteurs d'installations photovoltaïques. En effet, ce type de tarification, sensible aux prix horaires et à la volatilité du réseau, peut s'avérer désavantageux pour les prosumers, puisqu'ils sont à la source de la surcharge du réseau.

Parallèlement, la fiscalité énergétique évolue dans la même direction. La hausse progressive des taxes sur l'électricité, couplée à l'augmentation du coût du carbone, renchérit le prix marginal de l'électricité prélevée sur le réseau. Dans ce contexte, l'autoconsommation photovoltaïque prend une importance stratégique. Elle permet de limiter les prélèvements soumis à ces surcoûts.

2.3.3. Catégorisation réglementaire des producteurs

Le cadre réglementaire distingue plusieurs catégories d'autoproduleurs selon la puissance installée, basée sur la puissance de sortie de l'onduleur. Cela exerce une influence directe sur les obligations techniques, administratives et financières.

Pour les installations inférieures à 10 kVA, dites prosumer, le régime est simplifié. Ces systèmes sont généralement en basse tension et relèvent du système de compensation s'ils ont été installés avant 2024. Les démarches administratives sont limitées, et l'injection n'est souvent pas mesurée de manière précise.

Entre 10 et 30 kVA, le statut change. Ces installations sont considérées comme de la production classique. Elles nécessitent une mise en service formelle, une étude de conformité réseau (ORES), et parfois une étude technique plus poussée. À ce niveau, l'injection est mesurée, contractualisée, et rémunérée autour de 0,04 à 0,05 €/kWh. L'installation d'un compteur double flux communicant devient alors indispensable pour suivre précisément les prélèvements et injections, condition nécessaire pour accéder aux nouveaux mécanismes tarifaires ou participer à des dispositifs de flexibilité.

Au-delà de 30 kVA, les installations sont considérées comme de la production à grande échelle. Elles sont soumises à des exigences techniques renforcées : armoire de découplage, conformité aux normes C10-C11, parfois nécessitant un raccordement en haute tension, etc. Le coût de connexion au réseau peut alors dépasser les 50 000 €. Ce palier impose des choix stratégiques importants, tant en matière de dimensionnement que d'investissement. Certains porteurs de projets choisissent d'ailleurs de diviser leur installation en plusieurs systèmes de moins de 10 kVA, sous réserve de conditions précises (ex. : points EAN distincts), afin de conserver un régime simplifié. (ORES)

En résumé, le cadre wallon évolue rapidement, à la fois sur les plans tarifaire, technique et administratif. Cette instabilité réglementaire complique la conception des projets

photovoltaïques, en particulier pour les PME situées autour du seuil des 10 à 30 kVA, où les règles changent de manière significative. Dans ce contexte, une modélisation économique rigoureuse est essentielle pour anticiper les impacts des évolutions futures sur les flux, les prix et les contraintes, et orienter les choix de manière rationnelle.

2.4. Critères de dimensionnement d'un système photovoltaïque

Dans une logique d'optimisation, le dimensionnement ne peut se limiter à une simple contrainte technique. Il implique une analyse croisée des performances économiques, des flux énergétiques et des contraintes réglementaires. Cette section examine successivement les trois axes de décision clés du modèle : puissance photovoltaïque installée (R), capacité de stockage (X) et puissance de l'onduleur (P). Pour chacun d'eux, il est développé leur rôle, leur impact sur les flux, et les arbitrages économiques qu'ils impliquent. L'objectif est de poser les fondations techniques nécessaires à la modélisation développée au chapitre suivant.

2.4.1. Critères techniques spécifiques au PV

L'un des paramètres techniques majeurs dans le dimensionnement d'un système photovoltaïque on-grid est l'autoconsommation, défini comme la production d'énergie solaire consommée localement sur le site. Nous avons déjà vu que dans la réglementation en vigueur qui impose le système de net-purchasing, avec un tarif d'injection, une installation avait intérêt à maximiser l'autoconsommation pour tirer profit. Cette logique d'autoconsommation structure donc la rentabilité d'un système PV. Le rapport de l'IEA PVPS (2016) distingue deux indicateurs fondamentaux pour appréhender cette dynamique : le Self-Consumption Ratio (SCR) et le Self-Sufficiency Ratio (SSR). Ils sont définis comme tels :

$$SCR = \frac{\text{Énergie autoconsommée}}{\text{Énergie produite}}$$

$$SSR = \frac{\text{Énergie autoconsommée}}{\text{Énergie consommée}}$$

Le SCR correspond donc à la part de la production solaire consommée localement, tandis que le SSR désigne la part de la consommation totale du site couverte par la production photovoltaïque. Ces deux ratios sont directement liés aux formules de répartition de l'énergie produite et consommée :

$$\text{Énergie produite} = \text{énergie autoconsommée} + \text{énergie injectée au réseau}$$

$$\text{Énergie consommée} = \text{énergie autoconsommée} + \text{énergie prélevée sur le réseau}$$

Ces équations permettent de lier directement les volumes injectés et prélevés aux ratios d'autoconsommation et d'autoproduction, ce qui constitue la base technique du raisonnement économique du dimensionnement. En effet, dans un système connecté au réseau, l'énergie prélevée est généralement facturée autour de 0,30 €/kWh, tandis que l'énergie injectée n'est valorisée que de manière marginale (0,03 €/kWh dans le cas COMARDEN). Le coût moyen actualisé de l'électricité solaire (LCOE) se situe, quant à lui, autour de 0,07 €/kWh. Dès lors, la performance économique d'un système PV dépend étroitement de sa capacité à maximiser l'énergie consommée localement, et donc à minimiser à la fois les volumes injectés (peu

rémunérés) et les volumes prélevés (coûteux), dans une logique d'arbitrage tarifaire. On peut d'ailleurs directement déduire l'énergie injectée et prélevée sur base de ces ratios :

$$E_{\text{injec}} = (1 - \text{SCR}) \cdot E_{\text{prod}}$$

$$E_{\text{prélev}} = (1 - \text{SSR}) \cdot E_{\text{conso}}$$

On peut donc facilement interpréter que limiter l'énergie injectée et prélevée revient à maximiser le SCR et le SSR respectivement.

Le rapport de l'IEA (2016) (figure 6) montre que plusieurs paramètres techniques influencent directement le SCR et le SSR : la taille du système PV, l'orientation des panneaux, le profil de consommation horaire, les conditions d'ensoleillement, ainsi que l'usage éventuel de dispositifs de stockage ou de gestion de la charge. Ainsi, un système de faible dimension présente généralement un SCR élevé, puisque la faible production est rapidement absorbée par la consommation locale. À l'inverse, un système surdimensionné augmente la couverture énergétique globale du site (SSR), mais génère d'importants surplus injectés au réseau, faisant chuter le SCR. Ce compromis technique est particulièrement visible dans le cas des bâtiments résidentiels, où la consommation se concentre le soir, alors que la production PV culmine en journée. Dans ces configurations, un stockage stationnaire (batterie) devient souvent nécessaire pour améliorer le SCR, tandis que dans les bâtiments tertiaires ou industriels, la consommation diurne permet des taux d'autoconsommation naturellement élevés.

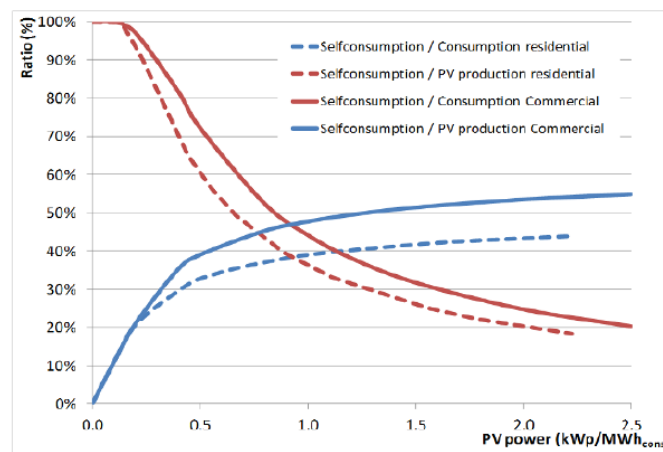


Figure 6 - Taux d'autoconsommation selon le type d'usage résidentiel ou commercial (IEA PVPS, 2016)

Le graphe reproduit ci-dessus, issu du rapport IEA (2016), illustre, pour un cas précis, l'évolution conjointe du SCR et du SSR en fonction du dimensionnement, défini par la puissance crête installée sur la consommation annuelle (exprimé en kWc/MWh). Ce ratio de dimensionnement, peut aussi s'exprimer par le ratio entre la production annuelle sur la consommation annuelle. Ce dernier sera retenu et sera noté R dorénavant. On aura l'occasion d'en reparler précisément plus tard. On observe sur le graphique que, dans le secteur commercial, les taux d'autoconsommation restent plus élevés à puissance équivalente, en raison d'une meilleure adéquation entre la courbe de charge et la courbe de production. Le résidentiel, en revanche, atteint rapidement un plateau. On remarque également que les courbes de SCR et de SSR suivent des tendances opposées. Cela s'explique par la formule suivante, déduite des autres :

$$SSR = SCR \cdot \frac{E_{\text{prod}}}{E_{\text{conso}}}$$

Dans lequel :

$$\frac{E_{\text{prod}}}{E_{\text{conso}}} = R$$

Cette formule nous permet de comprendre que le dimensionnement optimal repose sur l'appréciation du SSR par rapport au SCR. Ce travail repose en partie sur ce principe.

Par ailleurs, le cadre réglementaire conditionne fortement la logique de dimensionnement. Sous un régime de net-metering, l'optimum économique correspond théoriquement à une égalité entre la production PV annuelle et la consommation annuelle du site. Ce scénario permet au prosumer d'annuler sa facture d'énergie (hors coûts liés au réseau), en valorisant l'énergie injectée au même prix que l'énergie prélevée. En revanche, sous un régime de net-purchasing, tel que celui applicable à COMARDEN au-delà de 10 kVA d'onduleur, la compensation ne porte plus sur l'énergie mais sur les flux monétaires : l'énergie injectée est valorisée à un tarif bien inférieur au prix de l'énergie prélevée. Dans ce contexte, le dimensionnement optimal ne cherche plus à équilibrer les volumes, il repose désormais sur un équilibre fin entre autoconsommation, injection et prélèvement, pondérés par leurs coûts et recettes respectifs. Cette logique impose une approche fine et localisée, fondée sur une modélisation horaire de la consommation et de la production.

Du point de vue technique, l'intégration d'un ESS (Energy Storage System) impose de considérer des paramètres spécifiques tels que l'efficacité énergétique du cycle de stockage, la capacité de réponse rapide aux fluctuations de puissance, ainsi que la compatibilité avec les caractéristiques techniques de la production photovoltaïque. Les batteries électrochimiques sont aujourd'hui les plus répandues, mais l'étude de Das et al. (2018) attire également l'attention sur le potentiel de technologies alternatives comme le stockage inertiel (FES), qui offre une meilleure réponse dynamique et une durée de vie prolongée. Ces éléments sont à prendre en compte pour évaluer la robustesse technologique et l'adéquation entre la source PV et la solution de stockage.

2.4.2. Critères économiques

Parmi les indicateurs économiques utilisés pour guider le dimensionnement d'une installation photovoltaïque, le Levelized Cost of Energy (LCOE) occupe une place centrale. Cet indicateur synthétise, en un seul chiffre, le coût moyen actualisé de production d'un kilowattheure sur toute la durée de vie de l'installation. Il permet ainsi de comparer de manière cohérente des solutions techniques variées, indépendamment de leurs structures de coûts ou de leurs profils de production.

Le LCOE prend en compte l'ensemble des dépenses liées au projet, qu'il s'agisse des investissements initiaux, des coûts d'exploitation fixes et variables. Il est défini par la formule suivante :

$$LCOE = \frac{I \cdot R + F + V}{E}$$

Dans lequel I est le coût d'investissement total, F les coûts fixes d'exploitation et de maintenance, V les coûts variables d'exploitation, E l'énergie totale consommée sur toute la période de vie utile et R est le facteur d'actualisation, défini par :

$$R = \frac{1}{(1+r)^t}$$

Avec r le taux d'actualisation et t la durée de vie du projet.

Le LCOE constitue ainsi un outil fondamental pour estimer la compétitivité économique d'un projet PV, notamment en le comparant au prix de l'électricité prélevée sur le réseau. Il permet d'évaluer la « parité réseau », c'est-à-dire le seuil où le coût de l'énergie photovoltaïque devient inférieur ou égal au tarif du fournisseur, justifiant ainsi l'investissement du point de vue strictement économique.

Lotfi et Khodaei (2016) rappellent cependant que l'interprétation du LCOE doit être contextualisée. Sa valeur dépend fortement de paramètres locaux comme l'ensoleillement, le coût du capital, ou encore les frais d'exploitation. De plus, dans le cas de systèmes hybrides ou multi-technologies (e.g. PV couplé au réseau), le LCOE global peut être étendu à une moyenne pondérée, calculée selon la contribution énergétique de chaque technologie :

$$LCOE_{\text{total}} = \sum_{i=1}^N \beta_i \cdot \alpha_i \quad \text{avec} \quad \beta_i = \frac{E_i}{\sum_{j=1}^N E_j}$$

Où α_i est le LCOE de la technologie i , et β_i son poids relatif dans la production totale.

Cette approche permet une modélisation plus précise du coût réel d'un système photovoltaïque on-grid avec stockage, en tenant compte des interactions réseau et des hypothèses techniques et tarifaires spécifiques au cas de COMARDEN. L'objectif est d'identifier le dimensionnement minimisant le coût global de l'énergie consommée sur toute la durée de vie de l'installation.

Le choix d'un système de stockage implique d'intégrer des critères économiques élargis, couvrant l'investissement initial, les coûts d'exploitation, la maintenance et la dégradation. Selon Das et al. (2018), ces critères doivent également considérer les bénéfices liés à la stabilité du réseau et à l'optimisation des profils de charge.

Villena et al. (2021) soulignent quant à eux l'intérêt du LVOE, une version enrichie du LCOE intégrant les revenus liés à l'autoconsommation, particulièrement adaptée aux prosumers. Cette mesure complète les outils classiques d'évaluation.

De manière générale, le LCOE fournit un indicateur synthétique du coût actualisé de l'électricité produite (en €/kWh). Il convient désormais d'introduire les autres indicateurs de rentabilité, plus classiques, permettant d'évaluer globalement la performance économique d'un projet.

La valeur actuelle nette (NPV) est un indicateur financier couramment utilisé pour évaluer la rentabilité d'un projet d'investissement. Elle consiste à actualiser l'ensemble des flux de trésorerie futurs générés par le projet, en utilisant un taux d'actualisation représentatif du coût du capital ou du taux d'intérêt à long terme. Une NPV positive indique que les gains actualisés surpassent les coûts, ce qui signifie que le projet est rentable sur sa durée de vie ; à l'inverse, une NPV négative signale une perte économique (Fernando, 2024).

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flux de trésorerie au temps } t}{(1 + r)^t}$$

Avec r le taux d'actualisation et t l'année considérée. Dans le cadre de ce travail, la NPV permet d'évaluer la rentabilité économique du scénario optimisé par rapport à la situation actuelle. D'autres indicateurs seront considérés comme le ROI et le Payback time, définis comme suit.

Le Return on Investment (ROI) est un indicateur financier permettant de mesurer l'efficacité économique d'un projet en rapportant les bénéfices nets générés au coût initial de l'investissement (Fernando, 2024). Il s'exprime en pourcentage et se calcule selon la formule :

$$ROI = \frac{NPV}{\text{Investissement initial}}$$

Dans le cas présent, le profit net correspond aux économies cumulées réalisées sur la facture d'électricité par rapport à la situation actuelle, tandis que le coût de l'investissement représente les dépenses initiales liées à l'installation photovoltaïque optimisée. Un ROI positif indique que le projet est économiquement rentable.

Le temps de retour sur investissement (payback time) correspond à la durée nécessaire pour que les économies générées par le projet couvrent intégralement l'investissement initial. Il se calcule comme la somme du nombre d'années complètes avant rentabilité et d'une fraction d'année, obtenue en divisant le montant restant à récupérer par le flux de trésorerie de l'année en question. Ce critère donne une vision du délai de récupération du capital engagé (Wallstreetprep, 2025).

$$\text{Payback time} = \text{Nombre d'années avant le seuil de rentabilité} + \frac{\text{Montant non récupéré}}{\text{Flux de trésorerie pendant l'année de récupération}}$$

Pour conclure ses indicateurs économiques, il faut préciser que dans le cadre de ce travail le LCOE sera calculé en divisant la NPV par la consommation totale sur la durée de vie du projet.

2.4.3. Trois axes de modélisation

Ici parler des 3 axes qu'on va chercher à optimiser. Expliquer pour chacun d'entre eux son rôle, l'enjeu de dimensionnement, l'impact, la logique et le coût

Enfin, l'article apporte une base empirique pour structurer une modélisation en trois axes : le ratio de production sur consommation (R), la capacité de stockage (X), et la puissance instantanée (P). Ces dimensions sont explicitement mobilisées pour évaluer l'effet des différentes stratégies de dimensionnement sur les flux énergétiques et les coûts globaux (Villena et al., 2021).

X – Puissance crête des panneaux installés (kWc)

La puissance crête représente le premier axe de modélisation du système. Elle correspond à la puissance maximale que peut délivrer l'installation dans des conditions standards (STC), c'est-à-dire sous une irradiance de $1\,000\text{ W/m}^2$ et une température de cellule de 25 °C . Elle est exprimée en kilowatts-crête (kWc) en courant continu (DC) et constitue un indicateur direct du nombre de panneaux solaires installés et donc de la capacité de production théorique de l'installation ((Abdelaziz Mohamed & Eltamaly, 2018).

Ce paramètre joue un rôle central dans le système énergétique étudié. Il détermine le potentiel de production photovoltaïque disponible pour couvrir la demande locale. Le dimensionnement de cette puissance est donc un levier clé pour maximiser l'autoconsommation et réduire la dépendance au réseau (Luthander, 2015).

L'enjeu principal du dimensionnement réside dans la recherche d'un équilibre optimal : une puissance trop faible entraînera un recours excessif au prélèvement, avec un coût élevé ; à l'inverse, une puissance surdimensionnée générera des surplus fréquents, soit injectés à faible tarif, soit perdus en cas de saturation, ce qui dégrade la rentabilité globale. Le modèle doit donc arbitrer entre coût d'investissement, production utile, et valorisation effective des kWh produits.

Ce premier axe constitue ainsi la base énergétique de toute l'installation.

C – Capacité de batterie (kWh)

La capacité de la batterie, exprimée en kilowattheures (kWh) et en courant continu (DC), constitue le second axe clé du dimensionnement. Elle joue un rôle de tampon énergétique, permettant de lisser les écarts temporels entre la production photovoltaïque (par nature variable et non pilotable) et la consommation du site. En stockant temporairement l'énergie excédentaire pour la restituer lors de périodes de déficit, la batterie favorise une meilleure adéquation entre production locale et usage réel, et contribue ainsi à augmenter l'autoconsommation.

L'enjeu du dimensionnement de cette capacité est double. D'un côté, une batterie trop petite ne permet pas d'absorber suffisamment les excédents, réduisant ainsi son effet sur l'optimisation énergétique. De l'autre, une batterie surdimensionnée engendre un coût d'investissement élevé, qui ne serait pas compensé par les économies réalisées sur le long terme. Il s'agit donc d'identifier, à l'aide du modèle, la capacité minimale permettant d'économiser un volume de kWh suffisant pour justifier son coût et donc un point d'équilibre entre rentabilité et performance. Cela peut se calculer via le nombre de cycles de la batterie.

Les travaux de Weniger et al. (2014), de Başaran et al. (2025) ainsi que de Gkioka (2024) confirment que la pertinence économique d'un système de stockage dépend étroitement du profil de charge, du régime tarifaire applicable, et de l'alignement horaire entre production et consommation. Dans les systèmes on-grid, la batterie devient un levier d'optimisation surtout lorsque les excédents injectés sont faiblement valorisés, ou lorsque les prélèvements sont coûteux. Ces 3 travaux seront très utiles pour la modélisation mathématique.

L'étude de Das et al. (2018) souligne par ailleurs que le dimensionnement ne doit pas se limiter à des considérations économiques, mais intégrer également la durée de vie de la batterie, fortement influencée par la profondeur et la fréquence des cycles. Un usage mal calibré peut réduire la performance globale du système ou entraîner un vieillissement prématuré, rendant l'investissement contre-productif.

Enfin, selon Avau et al. (2021), l'intérêt économique du stockage dépend fortement des structures tarifaires. Dans les scénarios simples (tarif NET), les batteries sont souvent sous-utilisées, car elles ne permettent pas d'économies nettes significatives. À l'inverse, sous des régimes plus sophistiqués (tarifs horaires ou bidirectionnels), elles permettent de réduire les pics de prélèvement, de valoriser les injections au bon moment, et de mieux répondre aux signaux de prix du marché. Ce décalage entre efficacité système et intérêt privé renforce la nécessité d'un

dimensionnement adapté au contexte local, incluant les dynamiques de prix et les objectifs énergétiques du site.

P – Puissance onduleur (kVA)

Le troisième axe de dimensionnement concerne la puissance nominale de l'onduleur, exprimée en kilovoltampères (kVA). L'onduleur joue un rôle fondamental dans l'architecture énergétique. Il assure la conversion du courant continu (DC) produit par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif (AC) compatible avec les équipements électriques du site et avec le réseau. Il constitue ainsi l'interface critique entre la production solaire et la consommation réelle.

L'enjeu de son dimensionnement est central car l'onduleur définit la puissance maximale que le système est capable de délivrer à un instant donné. Cette puissance instantanée est utilisée comme référence réglementaire pour classer les installations, notamment en Wallonie où le seuil de 30 kVA conditionne plusieurs obligations administratives et techniques. Une mauvaise estimation peut entraîner soit une limitation artificielle des flux utilisables, soit un surcoût réglementaire important.

Du point de vue énergétique, l'onduleur constitue un goulot d'étranglement. Lorsque la puissance disponible en DC dépasse sa capacité, l'excédent est perdu sous forme d'énergie écrêtée, car non convertible ni stockable. Un dimensionnement trop faible engendre donc une perte de production. À l'inverse, un onduleur surdimensionné alourdit le coût du projet sans gain réel si les pics de puissance restent rares.

L'optimisation réside dans la gestion du ratio DC/AC, c'est-à-dire le rapport entre la puissance crête des panneaux et la capacité de l'onduleur. Un ratio élevé permet de mieux exploiter le gisement solaire en hiver, lorsque la production est plus faible, mais augmente l'écrêtement en été. Ce compromis a un impact direct sur la performance économique du système.

Selon Das et al. (2018), le rôle de l'onduleur dépasse la simple conversion. Il participe également à la qualité de l'énergie injectée, en assurant la stabilité de tension, la gestion des pics instantanés, et la réponse aux signaux du réseau. Il est donc crucial de dimensionner cette composante en fonction des besoins de puissance réels du site, de la capacité de production en crête, et des règles administratives locales.

2.5. Défis économiques dans les systèmes on-grid

L'intégration d'une installation photovoltaïque dans un cadre on-grid pose des défis économiques majeurs, bien au-delà du simple équilibre entre production et consommation. Comme le souligne Gautier (2018), le développement de l'autoconsommation transforme en profondeur la relation entre prosumers et réseau. Il modifie les modalités de financement des infrastructures collectives, fragilise les équilibres tarifaires historiques, et nécessite une refonte des signaux économiques. L'enjeu ne réside plus uniquement dans la rentabilité individuelle, mais dans la soutenabilité du système dans son ensemble.

La complexité du cadre tarifaire, les asymétries entre les prix d'achat et de vente d'électricité, et l'apparition de mécanismes comme les contributions capacitaires ou les redevances d'accès soulignent que le dimensionnement optimal d'un système on-grid ne peut être universel. Il

dépend des interactions fines entre production, consommation, stockage et réglementation, et suppose une approche systémique, pilotée par des modèles de simulation détaillés.

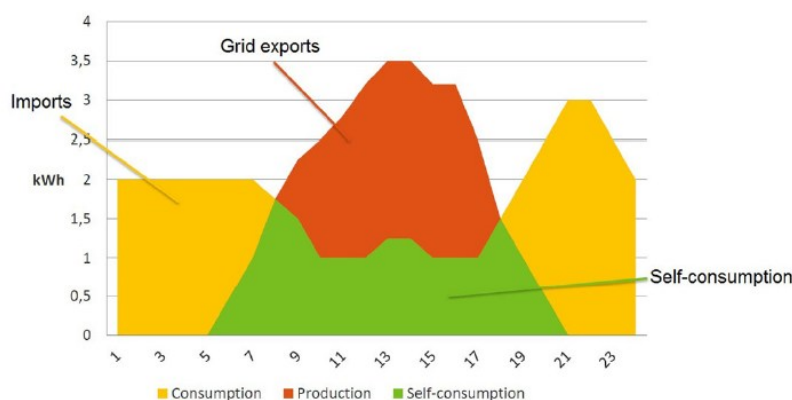


Figure 7 - Interactions avec le réseau (Gautier, 2018)

La figure 7 illustre les interactions dynamiques entre production, consommation et réseau dans un système photovoltaïque on-grid. On y observe les périodes d'importation (jaune), d'autoconsommation (vert) et d'injection (orange). Cette visualisation met en évidence la difficulté à aligner parfaitement production solaire et consommation réelle. Elle souligne l'importance d'un dimensionnement fin, tenant compte des mécanismes tarifaires, des profils horaires et de la capacité à piloter les flux.

Dans un cadre on-grid, le dimensionnement optimal ne vise pas à maximiser la production, mais à minimiser les flux désalignés avec la consommation réelle. L'objectif est d'augmenter l'autoconsommation, tout en limitant les injections peu valorisées et les prélèvements coûteux. La fin du net-metering a renforcé cette logique, rendant l'alignement horaire essentiel (IEA, 2020 ; Villena et al., 2021). L'intégration du stockage peut améliorer cette performance, mais uniquement si elle est calibrée avec précision, faute de quoi elle dégrade l'efficacité du système (Das et al., 2018). Enfin, seule une approche contextualisée, intégrant profils horaires, tarifs et contraintes locales, permet une rentabilité durable (Wang et al., 2023).

2.6. Rôle du profil de consommation dans le dimensionnement optimal

Le profil de consommation horaire est un déterminant central dans l'optimisation d'un système photovoltaïque en autoconsommation. Comme le montrent Luthander et al. (2015), l'adéquation entre production solaire et usage réel dépend moins des volumes globaux que de leur répartition dans le temps. À titre d'exemple, une modélisation à granularité annuelle pourrait laisser croire que produire autant que l'on consomme permettrait d'atteindre 100 % d'autoconsommation. Or, dans la réalité, les décalages horaires entre production et demande entraînent des injections et des prélèvements importants. La figure 8 illustre ce phénomène.

Pour refléter correctement ces dynamiques, le modèle doit donc intégrer des données à haute résolution temporelle. Plus la granularité est fine, plus l'analyse est pertinente. Cette logique, assimilable à une dérivée en mathématiques, permet de capter toute l'information utile pour un dimensionnement optimal.

En outre, le profil de charge propre à chaque utilisateur influence directement les résultats. Une personne consommant principalement la nuit n'aura pas les mêmes besoins qu'une entreprise

active en journée. Cela souligne l'importance d'un modèle fondé sur les données réelles du consommateur, plutôt que sur des profils types standardisés. Luthander et al. insistent également sur le rôle de la flexibilité comportementale, comme le lissage volontaire de la consommation ou le décalage de certains usages, qui peuvent améliorer significativement le taux d'autoconsommation sans investissement supplémentaire.

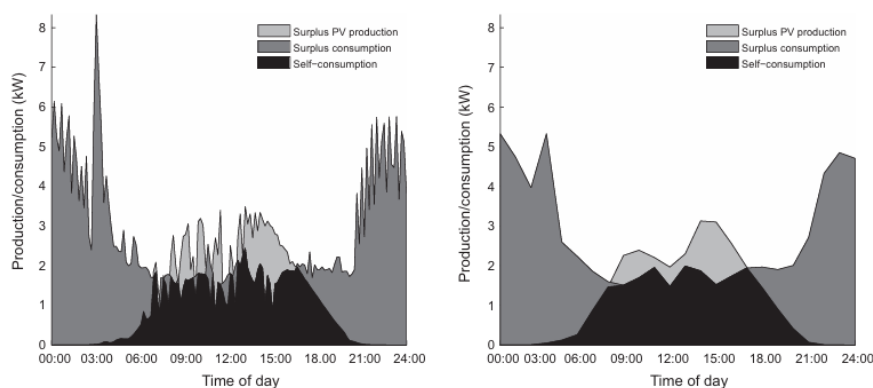


Figure 8 - Exemple de l'impact de la granularité des données

2.7. Techniques d'optimisation

La littérature scientifique converge sur l'idée que les problèmes d'optimisation énergétique, et en particulier ceux liés au dimensionnement de batteries, sont généralement formulés comme des modèles mathématiques à objectif économique (Wu & Ma, 2021 ; Manco, 2021). Dans ce cadre, la capacité de stockage est traitée comme une variable de décision, tandis que le critère à optimiser, ici le coût, devient la fonction objective à minimiser.

Ces modèles s'appuient sur des techniques d'optimisation linéaire (LP) ou linéaire en nombres entiers mixtes (MILP), selon la complexité du système modélisé. Les approches MILP permettent d'intégrer des variables binaires pour représenter des états discrets (comme les phases de charge/décharge ou les imports/exports réseau), ainsi que des termes non linéaires, souvent linéarisés à l'aide de techniques comme l'approximation par morceaux ou la méthode du Big-M (Manco, 2021).

Dans ce mémoire, l'optimisation est formulée en LP, une approche plus simple à implémenter et plus adaptée à des données volumineuses, tout en restant suffisamment précise pour identifier un dimensionnement économique optimal. Le modèle est résolu à l'aide du logiciel Gurobi, un solveur performant intégré à un environnement Python. Cette solution permet une bonne flexibilité dans le traitement des données et une bonne reproductibilité des résultats. De plus, Gurobi est réputé pour être un logiciel très robuste utilisé dans les plus grandes problématiques d'optimisation.

3. Collecte des données

3.1. COMARDEN : description de l'environnement



La société COMARDEN est une entreprise belge active dans la distribution de matériaux de toiture. Elle emploie une quarantaine de personnes réparties sur deux sites : l'un à Naninne, l'autre à Bertrix. Tous deux disposent d'ateliers, d'espaces de stockage couverts et de zones commerciales. COMARDEN est caractérisé par une volonté d'électrification de ses processus. Cela a commencé par la mise en place de clark électrique et cela est en train de se poursuivre avec l'instauration progressive d'une flotte de véhicules électriques (VE) pour ses employés. Cela demande l'installation de bornes de recharge pour VE. Il a été décidé d'installer 4 bornes 22 kW AC sur le site de Naninne et 2 modèles identiques sur le site de Bertrix pour anticiper l'arrivée prévue de respectivement 6 et 4 véhicules dans les prochaines années. Nous verrons que cette évolution modifie sensiblement les profils de consommation énergétique des deux implantations. Cette étude repose principalement sur l'effet de l'arrivée de véhicules électriques sur la consommation. En plus de cela, la société COMARDEN est aussi marquée par une volonté d'autonomisation et d'indépendance électrique pour assurer la perpétuité de ses activités. Cela est dû, notamment, à la fragilité actuelle du réseau comme expliqué dans la revue de littérature. La société COMARDEN l'a déjà démontré en faisant recours au développement d'une installation PV sur le site de Naninne. Cette installation permet de répondre assez bien aux besoins énergétiques actuels. Voyons maintenant les spécificités des 2 sites.

Le site de Naninne (N) (figure 9) est équipé d'une installation photovoltaïque, depuis fin 2023, connectée au réseau en régime prosumer, avec une puissance d'onduleur inférieure à 10 kVA. L'installation possède une capacité PV de 32,8 kWc et une capacité batterie de 30 kWh. Cette capacité, initialement dimensionnée sur un profil de consommation antérieur, ne couvre plus de manière optimale les besoins actuels et futurs liés à l'électrification croissante. L'objectif de ce mémoire est de déterminer le dimensionnement économique optimal de cette installation, afin de la compléter de manière cohérente et performante. Il est important de noter que, sur l'année 2024, l'installation proposait une corrélation négative de -0,56 entre la production et la consommation. Cela signifie que les flux de consommation et de production suivent des tendances différentes, voire opposées. Cela pourrait expliquer un potentiel surdimensionnement pour produire plus que ce qui est consommé.

Le site de Bertrix (B) (figure 9), en revanche, ne dispose d'aucune installation PV à ce jour. Néanmoins, il présente une configuration d'usage semblable à celle de Naninne, avec également une dynamique d'électrification accélérée. À ce titre, il est tout à fait raisonnable de supposer que les 2 sites ont le même profil de consommation, au vu d'une activité similaire.

Il est important d'indiquer que la surface de toiture disponible n'est pas une contrainte pour les 2 sites.



Figure 9 - Vue aérienne des toitures des sites COMARDEN de Naninne (gauche) et Bertrix (droite)

Concernant la consommation, la figure 10 illustre l'évolution mensuelle de la consommation électrique des deux sites, en distinguant les niveaux actuels et ceux projetés à moyen terme. Actuellement, la consommation annuelle du site de Naninne s'élève à 22 391,71 kWh, contre 24 338,81 kWh pour celui de Bertrix. En considérant l'ajout des nouvelles bornes de recharge, les besoins énergétiques devraient croître sensiblement sur les deux implantations. Les projections établissent ainsi une consommation annuelle de 49 871,70 kWh pour Naninne, soit plus du double du niveau actuel, et de 42 658,81 kWh pour Bertrix. Pour établir ces prévisions, il a été considéré 6 véhicules x 20 kWh x 222 jours d'activité pour Naninne et 4 véhicules pour Bertrix. La répartition horaire de la charge a été calculée sur base d'une estimation de l'usage quotidien. Cette répartition est disponible dans les annexes et a été intégrée pour les jours d'activité. Cette estimation se repose également sur les auteurs Zhang et al. (2020), Islam et Nadarajah (2016), Grahn (2013), ainsi que sur les profils de charge publiés par le Northwest Power and Conservation Council (2021). Cette hausse anticipée justifie pleinement l'analyse approfondie du dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque intégré, capable de répondre à ces nouveaux besoins de manière durable et économiquement efficiente.

Les données de consommation pour la modélisation proviennent exclusivement du site de Naninne, via la plateforme FusionSolar du fournisseur Huawei. Cette interface permet d'accéder à des séries temporelles horaires de consommation et de production, sur une base mensuelle agrégée. Il a été décidé de prendre seulement les données de consommation de Naninne puisqu'elles n'étaient pas disponibles en granularité horaire pour le site de Bertrix. Ces données, bien que limitées à un seul site, sont jugées représentatives du profil de charge de Bertrix. En effet,

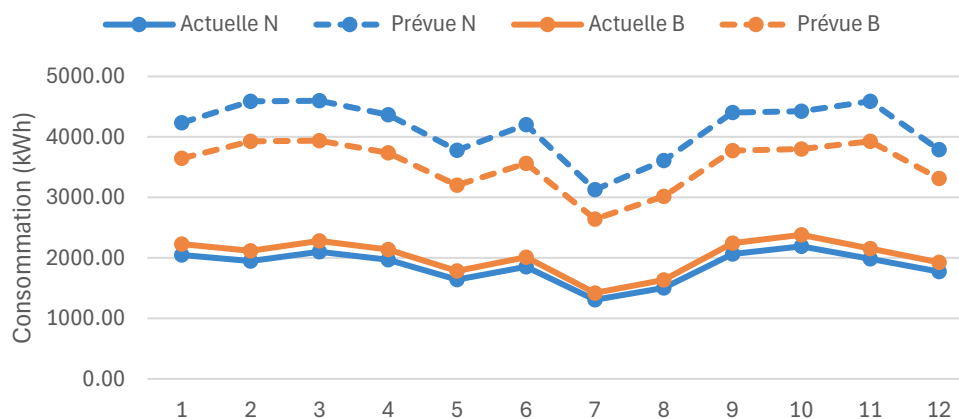


Figure 10 - Consommation électrique mensuelle actuelle et projetée pour les sites de Naninne et Bertrix

les deux sites présentent une structure similaire d'activités (horaire de jour, absence de pics nocturnes), une surface couverte comparable, ainsi que des dynamiques communes d'usage (éclairage, outillage, chauffage d'appoint etc.). Dans un souci de réalisme et de simplicité, le modèle assume donc que les profils horaires de consommation de Naninne et Bertrix sont identiques en forme, et qu'ils diffèrent uniquement par un coefficient de pondération lié à leur consommation annuelle respective. Cette hypothèse permet de n'utiliser qu'un seul profil de charge, mais de l'adapter à chaque site pour proposer un dimensionnement différencié mais cohérent, conforme à leurs usages énergétiques futurs.

Il convient de noter également que les données de consommation horaire extraites via FusionSolar sont disponibles uniquement sur certaines périodes de l'année, en l'occurrence quelques mois récents. Dès lors, afin de garantir la représentativité du profil utilisé dans la modélisation, une sélection de mois typiques a été effectuée. Cette sélection visera à refléter au mieux la consommation réelle annuelle, en tenant compte des variations saisonnières, des congés et des usages spécifiques du site (chauffage, éclairage, activité commerciale, etc.). Ce profil horaire partiel, extrapolé sur l'année complète et sur les 2 sites, servira ainsi de base pour la simulation.

L'architecture technique retenue pour le site de COMARDEN (figure 11) repose sur un système photovoltaïque connecté au réseau avec batterie. L'énergie produite (DC) est convertie via un onduleur (DC/AC) pour alimenter en priorité la consommation locale, puis charger la batterie, et enfin injecter l'excédent sur le réseau. La batterie, intégrée à la boucle DC, stocke l'énergie excédentaire pour la restituer en cas de déficit de production ou lors de pics de consommation. Le système suit ainsi une logique de gestion dynamique des flux visant à maximiser l'autoconsommation directe et différée, tout en réduisant les échanges réseau selon la production, la consommation et les prix en vigueur. Cette configuration constitue la base du modèle d'optimisation développé.

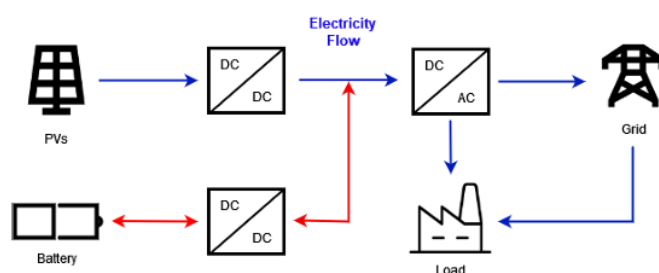


Figure 11 – Architecture du système photovoltaïque connecté au réseau avec batterie ((Gkioka, 2024)

3.2. Paramètres externes et données techniques

Cette section vise à présenter et justifier l'ensemble des paramètres retenus pour la modélisation, en les regroupant selon leur origine (données, devis, simulation, littérature).

Tout d'abord, les données de production photovoltaïque horaire utilisées dans ce mémoire proviennent de l'outil PVGIS, développé par la Commission européenne, et reconnu comme référence pour l'évaluation du potentiel solaire en Europe. Les simulations ont été réalisées sur une année météorologique type (TMY), à partir de la base de données ERA5, afin d'obtenir un profil de production représentatif des conditions climatiques moyennes du site.

Les configurations spécifiques des toitures, et la localisation, ont été prises en compte dans le paramétrage : une inclinaison de 15° pour les deux sites, avec un azimuth de -45° pour Naninne (orientation sud-est) et de -35° pour Bertrix. Le profil horaire obtenu pour une puissance unitaire de 1 kWc constitue la base de toutes les simulations de scénarios de dimensionnement. Globalement, 1 kWc permet de produire 968 kWh/an sur Naninne contre 980 sur Bertrix.¹

PVGIS intègre déjà plusieurs pertes physiques liées aux conditions réelles de fonctionnement, telles que l'irradiance effective, la température des modules, l'angle d'incidence, ou encore les pertes spectrales. Afin de refléter plus fidèlement les conditions d'exploitation propres à COMARDEN, des pertes supplémentaires ont été ajoutées : 3 % pour l'encrassement des modules (salissures), 2 % pour les pertes de câblage DC, et 2 % pour les effets de mismatch entre panneaux. Ces pertes, estimées à 7 % au total, sont fondées sur les recommandations de Hashemi et al. (2021), Sepúlveda-Oviedo (2025) et Aurora Solar (2021). Les pertes liées à l'onduleur, en revanche, sont modélisées séparément dans le calcul global.

D'autre part, les paramètres tarifaires énergétiques retenus dans ce mémoire proviennent de deux sources principales : le contrat de fourniture Engie en vigueur chez COMARDEN, et l'analyse détaillée de factures énergétiques mensuelles. Dans une facture d'électricité, on observe généralement deux composantes : une partie fixe (abonnements, redevances, frais de réseau constants) et une partie variable, directement proportionnelle aux volumes prélevés ou injectés. Il est très important de distinguer ces 2 tranches car seule la composante variable permet réellement d'économiser grâce à la production photovoltaïque autoconsommée, le fixe restant fixe.

Le coût variable de l'énergie est composé de plusieurs éléments : le prix de l'électricité elle-même (marché de gros), les frais de transport et de distribution, les certificats verts et les accises. La partie purement énergétique est déterminée contractuellement selon les formules suivantes (mai 2025) :

$$\text{Prélèvement} = 3,3065 + 0,1187 \times \text{EPEX}_{\text{DAM}} \quad (\text{soit } 0,12 \text{ €/kWh si } \text{EPEX}_{\text{DAM}} = 70)$$

$$\text{Injection} = 0,0300 + 0,0524 \times \text{EPEX}_{\text{DAM}} \quad (\text{soit } 0,03 \text{ €/kWh si } \text{EPEX}_{\text{DAM}} = 60)$$

L'index EPEX DAM reflète les prix horaires du marché de gros de l'électricité. Il varie fortement selon la saison. Conformément à une logique de prudence visant à ne pas surdimensionner l'installation, l'index retenu pour le prélèvement est issu des projections d'Elia (70 €/MWh), tandis que celui utilisé pour l'injection est un niveau bas, représentatif des mois d'été (60 €/MWh), période où les surplus sont les plus fréquents. Ces index sont disponibles publiquement sur le site d'Engie (voir bibliographie). Une attention particulière sera portée à la volatilité et à l'incertitude réglementaire entourant ces tarifs.

De même pour les coûts de transport et de distribution, une composante fixe est dissimulée derrière un faux prix variable. Pour l'évaluer, une régression linéaire a été réalisée sur un échantillon de factures COMARDEN, permettant de distinguer la composante fixe de la composante variable. Les résultats finaux, reproduits en annexe, permettent d'estimer un coût variable total de 0,23 €/kWh pour l'électricité.

¹ PVGIS estime un écart-type de 38,73 kWh/an par kWc, reflétant la variabilité interannuelle de la production solaire.

Pour clôturer les tarifs énergétiques, le coût de raccordement d'une installation photovoltaïque, avec injection comprise, est fixé à 1 123 € selon les barèmes officiels publiés par ORES (2025).

Par après, les coûts d'investissement liés aux différentes composantes techniques (panneaux photovoltaïques, batteries de stockage et onduleurs) sont établis sur base des devis détaillés proposés par le partenaire JCB Engineering, acteur spécialisé dans le dimensionnement et l'installation de systèmes solaires professionnels. Ces devis ont été réalisés spécifiquement pour le projet COMARDEN, en tenant compte des configurations réelles des deux sites. Les prix renseignés incluent l'ensemble des fournitures et la main-d'œuvre. Les fiches techniques précises des produits sont reprises en annexe. Elles permettent de déterminer plusieurs paramètres clés du modèle : durée de vie, rendement de l'onduleur, profondeur de décharge, puissance de charge/décharge, dégradation des modules PV, et ratio PV/onduleur (AC/DC). Ces données, souvent exprimées sous des formats bruts (par exemple, dégradation annuelle), ont été traitées et converties pour correspondre à la granularité horaire du modèle. Les valeurs utilisées sont reprises dans le tableau des paramètres, au sein du chapitre 4 dédié à la modélisation.

Certains paramètres techniques, non fournis par les fiches techniques, ont été complétés à partir de la littérature scientifique. La dégradation de la batterie a été modélisée sur base de la Coulombic efficiency proposée par Pérez et al. (2016), qui l'estime à 0,999954 par cycle, soit une perte de capacité de 0,000046 à chaque cycle complet. En considérant 3 000 cycles² d'utilisation comme référence pour la batterie sur sa durée de vie, il a pu être calculé un rythme de dégradation horaire constant. Concernant le rendement du système batterie, il a été évalué à 97 %, en s'appuyant sur les performances réelles mesurées de la batterie déjà installée chez COMARDEN. Cela correspond à un rendement de 98,5 % en charge et puis en décharge. Enfin, le coût de maintenance des panneaux solaires a été fixé à 7 €/kWc/an, en cohérence avec les estimations proposées par Steffen et al. (2020), et directement appliqué au cas COMARDEN.

Les données externes utilisées dans le cadre de cette modélisation reposent sur des sources techniques et économiques fiables, sélectionnées pour garantir la robustesse des résultats. Par principe de précaution, les paramètres tarifaires clés (prélèvement, injection etc.) pourront être ajustés dans des scénarios de sensibilité pour intégrer une marge de sécurité. L'objectif est d'éviter un surdimensionnement économiquement risqué en privilégiant des solutions robustes plutôt qu'un optimum purement théorique.

3.3. Hypothèses de modélisation

La modélisation repose sur un ensemble d'hypothèses macroéconomiques et comportementales, nécessaires pour fixer un cadre cohérent d'analyse. Celles-ci concernent notamment le taux d'actualisation réel, la stabilité des prix et le profil de consommation retenu.

Tous les flux économiques considérés dans ce mémoire sont exprimés en valeurs réelles (constantes). Le taux d'intérêt nominal de référence a été fixé à 3,94 %, sur base du rendement moyen des obligations d'État belges à 25 ans (OLO), publié par la Banque nationale de Belgique pour le mois de mai 2025. À ce taux souverain s'ajoute une prime de risque forfaitaire de 50 %, validée par le réviseur de l'entreprise, afin de refléter les incertitudes propres à la structure

² L'intégration du nombre réel de cycles aurait nécessité des exposants non linéaires, incompatibles avec le cadre LP ; une approximation constante a donc été retenue.

financière jugée non-agressive de COMARDEN. La prime de risque liée au photovoltaïque reste modérée, dans la mesure où il s'agit d'un secteur mature et technologiquement éprouvé. Par ailleurs, une partie du risque lié au marché de l'électricité est déjà intégrée dans le rendement des obligations d'État, puisque l'État belge y est lui-même exposé en tant qu'acteur énergétique. Ce taux ajusté est ensuite corrigé de l'inflation, estimée à 2,01 % en mai 2025 selon Statbel, pour obtenir le taux d'actualisation réel applicable au modèle.

$$r = \frac{1 + (0,0394 \times 1,5)}{1,0201} - 1 \approx 0,0382 \quad \text{soit } 3,82 \%$$

Le taux d'actualisation réel retenu est donc de 3,82 %. Il convient de noter que cette hypothèse repose sur une inflation constante, ce qui constitue une simplification du cadre macroéconomique réel. Cette approche reste toutefois cohérente avec une logique d'évaluation prudente et robuste, et permet de lisser les effets de volatilité à long terme dans une optique de modélisation projet.

Les prix de l'électricité, quant à eux, sont supposés constants en termes réels sur l'horizon de modélisation. Cette hypothèse se fonde sur les projections d'Elia (2025), qui indiquent une stabilisation progressive des prix de gros autour de 70 €/MWh entre 2027 et 2037, avec une fourchette d'incertitude limitée (figure 12). Cette faible volatilité attendue justifie l'hypothèse de prix stables sur la durée du projet. En revanche, le modèle présume donc des coûts de l'énergie statiques aussi dans l'année. Or, l'indice EPEX DAM démontre une tendance différente, ce qui constitue une limite.

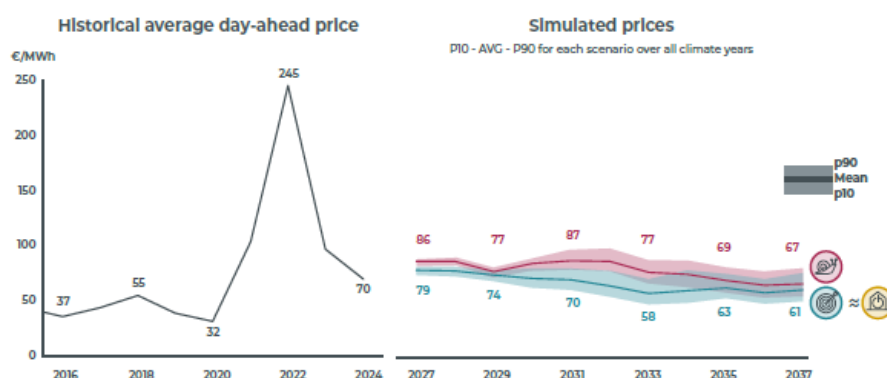


Figure 12 - Prix historiques et simulés de l'électricité sur le marché de gros en Belgique (Elia, 2025)

De plus, le modèle repose sur le profil de consommation actuel de COMARDEN, incluant la charge anticipée des véhicules électriques. Cette approche suppose une utilisation passive de l'énergie, sans optimisation active des flux (type load shifting). Il s'agit donc d'une hypothèse conservatrice, justifiée par le souhait de ne pas surestimer le potentiel d'autoconsommation.

Finalement, comme exposé dans la littérature, le système de valorisation applicable à COMARDEN est celui du "net purchasing" (ou net-billing), c'est-à-dire de la revente de l'injection. Mais il est important de souligner que franchir le seuil des 30 kVA entraînerait non seulement des exigences techniques renforcées, mais aussi une lourdeur administrative accrue. Ces contraintes s'accompagnent d'un coût minimal estimé à 15 000 €, notamment pour l'armoire de découplage, avec des montants pouvant s'élever fortement en présence d'un raccordement en haute tension (> 50 000€). En raison de ces implications, le mémoire analysera ce cas séparément, en comparant les résultats obtenus avec et sans contrainte de puissance onduleur (≤ 30 kVA).

4. Méthodologie de modélisation

Cette section présente la structure mathématique du modèle d'optimisation développé pour simuler le comportement énergétique du système photovoltaïque couplé à une batterie, dans le cadre spécifique de l'entreprise COMARDEN. Il s'agit d'un modèle linéaire (LP), sans variable binaire, formulé pour représenter à granularité horaire les flux d'énergie entre production, consommation, stockage et réseau. Le modèle s'étend sur un horizon de 25 ans, en répliquant une année type à partir des données horaires disponibles. L'ensemble des contraintes physiques, économiques et techniques est traduit sous forme d'équations linéaires, assurant la cohérence du système simulé avec la réalité d'exploitation. Une fonction de coût total est ensuite définie et utilisée comme critère d'optimisation à minimiser pour identifier, en sortie, les valeurs optimales des trois variables de décision cible. Ces variables, définies dans la littérature, sont la capacité photovoltaïque installée (X), la capacité de stockage (C), et la puissance de l'onduleur (P). Elles définissent ensemble le dimensionnement technico-économique optimal du système.

4.1. Structure globale du modèle

La logique de modélisation repose sur une représentation séquentielle des flux d'énergie au sein du système photovoltaïque on-grid. À chaque pas de temps horaire, la production solaire est allouée par priorité à la consommation locale, puis à la charge de la batterie si elle n'est pas saturée, et enfin injectée sur le réseau en cas d'excédent. Inversement, en l'absence de production suffisante, l'énergie est prélevée depuis la batterie si disponible, ou depuis le réseau public en dernier recours. Ces décisions dépendent de l'état instantané du système concernant le niveau de charge de la batterie, la demande locale, et la production PV disponible.

Ce comportement est formalisé à l'aide d'un ensemble d'équations mathématiques dynamiques, résolues pour chaque heure (t) de chaque année (a) sur une période de 25 ans. Ces équations modélisent de manière cohérente l'évolution technique et économique du système dans le temps.

L'ensemble du modèle est implémenté en Python et résolu à l'aide du solveur Gurobi, qui est responsable de la résolution mathématique du problème d'optimisation. Gurobi renvoie les valeurs optimales des variables de décision, ainsi que l'ensemble des flux simulés à partir des contraintes et paramètres définis.

4.2. Formulation mathématique du modèle

4.2.1. Paramètres

Le tableau 1 ci-dessous reprend l'ensemble des paramètres techniques et économiques utilisés dans la modélisation. Leurs valeurs ont été établies conformément aux sources et justifications détaillées dans le chapitre 3 sur la collecte des données. Pour faciliter l'intégration dans les équations, tous les pourcentages ont été convertis en ratios décimaux (ex. : 95 % devient 0,95).

Paramètres	Valeur
Durée de vie des panneaux PV (n_{PV})	25 ans
Durée de vie de l'onduleur (n_{inv})	12.5 ans
Durée de vie de la batterie (n_{bat})	12.5 ans
Rendement de l'onduleur (η_{inv})	0.985
Rendement charge/décharge batterie (η_{bat})	0.985
Profondeur de décharge maximale (DoD)	0.9
Puissance max batterie par kWh (c_{rate})	0.5 kW/kWh
Dégradation horaire PV (δ_{PV})	0.99999995425
Dégradation batterie par cycle (δ_{bat})	0.999945
Nombre de cycles estimés par heure (γ)	0.02739726 cycles/h
Ratio PV/onduleur (ρ)	2 kWh/kVA
Seuil onduleur sans surcoût ($\bar{I}$)	30 kVA
Prix énergie prélevée (p_{prelev})	0.22 €/kWh
Prix énergie injectée (p_{inj})	0.03 €/kWh
Coût PV (c_{PV})	560 €/kWc
Coût batterie (c_{bat})	400 €/kWh
Coût onduleur (c_{inv})	130 €/kVA
Coût maintenance PV annuel (c_{maint})	7 €/kWc/an
Coût si >30 kVA onduleur (c_{sup})	50000 €
Tarif raccordement injection (c_{racc})	1123 €
Tarif réseau fixe mensuel (c_{mens})	143.47 €/mois
Tarif redevance fixe annuelle (c_{an})	60 €/an
Taux d'actualisation réel (r)	0.03823154593

Tableau 1 - Paramètres

4.2.2. Variables de décision

Le prochain tableau (tableau 2) regroupe les trois variables de décision du modèle : la capacité installée du système photovoltaïque (C_{PV}), la capacité énergétique de la batterie (C_{BAT}) et la puissance nominale de l'onduleur (C_{INV}). Ces variables sont optimisées par le modèle, en fonction de la fonction objectif définie. Ces variables sont admises positives et continues.

Variables	Symbole
Capacité installée du système PV (kWc)	C_{PV}
Capacité énergétique de la batterie (kWh)	C_{BAT}
Puissance nominale de l'onduleur (kVA)	C_{INV}

Tableau 2 - Variables de décision

4.2.3. Variables horaires

Le dernier tableau (tableau 3) détaille les variables horaires, qui permettent de quantifier dynamiquement les flux d'énergie à chaque itération (t) sur l'ensemble des années simulées (a). Ces variables traduisent l'état du système heure par heure, en intégrant les contraintes techniques et les équilibres énergétiques. Elles sont enregistrées dans le modèle comme positives et continues.

Une précision utile est que les variables horaires représentant des flux d'énergie (ex. : $E_{charge,a,t}$, $E_{decharge,a,t}$) sont exprimées en énergie disponible, selon une convention cohérente à travers tout le modèle. Par exemple, $E_{decharge,a,t}$ désigne l'énergie effectivement disponible pour alimenter la consommation, après déduction des pertes de rendement. Inversement, $E_{charge,a,t}$ représente l'énergie disponible pour la batterie, avant que les pertes de batterie ne soient appliquées en interne. Cette logique permet de formuler les bilans énergétiques de manière explicite et linéaire. Cette hypothèse ne change rien au modèle mais permet de préciser ce que vaut réellement chaque variable.

Variables	Symbole
Énergie consommée (kWh)	$E_{conso,a,t}$
Énergie produite unitaire (kWh/kWc)	$E_{prod_unit,a,t}$
Énergie produite (kWh)	$E_{prod,a,t}$
Énergie PV autoconsommée (kWh)	$E_{pv,a,t}$
Énergie injectée dans le réseau (kWh)	$E_{inj,a,t}$
Énergie prélevée depuis le réseau (kWh)	$E_{prelev,a,t}$
Énergie chargée dans la batterie (kWh)	$E_{charge,a,t}$
Énergie déchargée depuis la batterie (kWh)	$E_{decharge,a,t}$
Énergie perdue issue du PV (kWh)	$E_{perdue,a,t}$
État de charge de la batterie (kWh)	$SOC_{a,t}$
Facteur de dégradation PV	$D_{pv,a,t}$
Facteur de dégradation batterie	$D_{bat,a,t}$
Facteur d'actualisation	$R_{a,t}$
Nombre d'heures de l'itération	$h_{a,t}$
Nombre d'heures au remplacement de la batterie	h_{rempl}

Tableau 3 - Variables horaires

4.2.4. Contraintes du modèle

Ces contraintes préparent l'écriture du modèle en structurant le temps et en exprimant la dégradation et la production PV de façon simplifiée. Pour la plupart des contraintes, le terme $\forall a, t$ est utilisé pour appliquer la contrainte à chaque heure $t \in T$ de chaque année $a \in A$.

$$h_{a,t} = 8760 \cdot a + t \quad \forall a, t$$

$$h_{rempl} = 8760 \cdot n_{batt}$$

$$D_{bat,a,t} = (\delta_{bat})^{\gamma \cdot h_{a,t}} \quad \text{si } h_{a,t} < h_{rempl}; \quad D_{bat,a,t} = (\delta_{bat})^{\gamma \cdot (h_{a,t} - h_{rempl})} \quad \text{si } h_{a,t} \geq h_{rempl} \quad \forall a, t$$

$$D_{pv,a,t} = (\delta_{pv})^{t + 8760 \cdot a} \quad \forall a, t$$

$$E_{\text{prod},a,t} = E_{\text{prod_unit},a,t} \cdot C_{\text{PV}} \cdot D_{\text{pv},a,t} \quad \forall a, t$$

Les prochaines contraintes assurent, à chaque heure, l'équilibre entre les sources d'énergie (production PV, réseau, batterie) et les usages (consommation, charge batterie, injection). Tous les flux sont normalisés après passage de l'onduleur, en tenant compte de son rendement. L'énergie perdue correspond à l'énergie excédentaire (écrêtée) que l'onduleur ne peut pas convertir lorsqu'il atteint sa puissance maximale. Elle n'est donc pas valorisée.

$$\begin{aligned} E_{\text{prod},a,t} \cdot \eta_{\text{inv}} + E_{\text{decharge},a,t} + E_{\text{prelev},a,t} \\ = E_{\text{conso},a,t} + E_{\text{charge},a,t} \cdot \eta_{\text{inv}} + E_{\text{inj},a,t} + E_{\text{perdue},a,t} \cdot \eta_{\text{inv}} \quad \forall a, t \end{aligned}$$

$$E_{\text{conso},a,t} = E_{\text{pv},a,t} + E_{\text{decharge},a,t} + E_{\text{prelev},a,t} \quad \forall a, t$$

$$E_{\text{prod},a,t} = \frac{E_{\text{pv},a,t}}{\eta_{\text{inv}}} + E_{\text{charge},a,t} + \frac{E_{\text{inj},a,t}}{\eta_{\text{inv}}} + E_{\text{perdue},a,t} \quad \forall a, t$$

Ces contraintes encadrent, à tout moment, le fonctionnement de la batterie. Elles permettent de fixer son niveau initial de charge, de la borner (min/max), de suivre son évolution horaire, et de respecter les limites de puissance admissibles. Elles prennent en compte la dégradation progressive de la capacité, le rendement du système, ainsi que la profondeur de décharge autorisée. Elles reflètent ainsi fidèlement le comportement réel d'une batterie dans le temps.

$$SOC_{0,0} = C_{\text{BAT}} \cdot 0.5$$

$$SOC_{a,t} \leq C_{\text{BAT}} \cdot D_{\text{bat},a,t} \quad \forall a, t$$

$$SOC_{a,t} \geq (1 - DoD) \cdot C_{\text{BAT}} \cdot D_{\text{bat},a,t} \quad \forall a, t$$

$$SOC_{a,t} = SOC_{a,t-1} + \eta_{\text{bat}} \cdot E_{\text{charge},a,t} - \frac{E_{\text{decharge},a,t}}{\eta_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{inv}}} \quad \forall a, \forall t > 0$$

$$\frac{E_{\text{decharge},a,t}}{\eta_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{inv}}} \leq C_{\text{BAT}} \cdot C_{\text{rate}} \cdot D_{\text{bat},a,t} \quad \forall a, t$$

$$E_{\text{charge},a,t} \leq C_{\text{BAT}} \cdot C_{\text{rate}} \cdot D_{\text{bat},a,t} \quad \forall a, t$$

Enfin, ces dernières contraintes encadrent le rôle de l'onduleur. La première limite, à chaque heure, la puissance qu'il peut convertir, tout excédent étant perdu, et la seconde impose une borne au surdimensionnement DC/AC, selon un ratio maximal autorisé.

$$E_{\text{pv},a,t} + \frac{E_{\text{decharge},a,t} + E_{\text{inj},a,t}}{\eta_{\text{inv}}} \leq C_{\text{INV}} \quad \forall a, t$$

$$C_{\text{PV}} \leq \rho_{\text{inv}} \cdot C_{\text{INV}}$$

4.2.5. Construction de la fonction objective

Ces formules calculent l'investissement initial du système, en fonction des capacités installées. Le coût de raccordement, bien que fixe, est associé à l'onduleur car il dépend contractuellement de sa puissance, sans influencer le dimensionnement optimal car fixe.

$$\text{CAPEX}_{\text{PV}} = C_{\text{PV}} \cdot c_{\text{PV}}$$

$$\text{CAPEX}_{\text{BAT}} = C_{\text{BAT}} \cdot c_{\text{BAT}}$$

$$\text{CAPEX}_{\text{INV}} = C_{\text{INV}} \cdot c_{\text{INV}} + c_{\text{racc}}$$

Ces équations permettent de calculer les coûts variables annuels liés à l'achat et à la vente d'électricité, à la maintenance du système PV, ainsi qu'aux frais fixes contractuels. À ce stade, les valeurs sont exprimées en montants non actualisés.

$$C_{\text{prelev},a} = \sum_t E_{\text{prelev},a,t} \cdot p_{\text{prelev}} \quad \forall a$$

$$R_{\text{inj},a} = \sum_t E_{\text{inj},a,t} \cdot p_{\text{inj}} \quad \forall a$$

$$C_{\text{maint},a} = C_{\text{PV}} \cdot c_{\text{maint}} \quad \forall a$$

$$C_{\text{fixe},a} = c_{\text{mens}} \cdot 12 + c_{\text{ann}} \quad \forall a$$

Cette équation permet d'actualiser, année par année, les coûts variables calculés juste au-dessus, à l'aide du taux d'actualisation, pour en calculer la valeur cumulée actualisée (OPEX).

$$\text{OPEX} = \sum_{a=0}^{A-1} \frac{C_{\text{prelev},a} - R_{\text{inj},a} + C_{\text{maint},a} + C_{\text{fixe},a}}{(1+r)^a}$$

Cette équation estime les coûts de remplacement de la batterie et de l'onduleur à la fin de leur durée de vie, en les actualisant à l'aide du taux d'actualisation réel à l'année 12,5.

$$C_{\text{remplacement}} = \frac{C_{\text{BAT}} \cdot c_{\text{BAT}} + C_{\text{INV}} \cdot c_{\text{INV}}}{(1+r)^{12.5}}$$

Cette dernière équation regroupe l'ensemble des coûts (investissements initiaux, opérationnels, remplacement) sur la période projetée de 25 ans. Elle constitue la fonction objective que le modèle linéaire cherche à minimiser.

$\text{Cost total} = \text{CAPEX}_{\text{PV}} + \text{CAPEX}_{\text{BAT}} + \text{CAPEX}_{\text{INV}} + \text{OPEX} + C_{\text{remplacement}}$
--

4.3. Spécificités du modèle et limites structurelles

Dans le cadre d'une modélisation horaire fine, la gestion cohérente des flux énergétiques impose de respecter des règles physiques fondamentales, parmi lesquelles l'interdiction de certains comportements contradictoires. En particulier, un système énergétique réel ne peut ni charger

une batterie tout en la déchargeant au même instant, ni prélever de l'énergie du réseau tout en injectant simultanément. Le système ne devrait pas non plus injecter lorsqu'il est capable de charger ou lorsqu'il est en train de décharger et enfin il ne devrait pas prélever lorsqu'il est capable de décharger ou qu'il est en train de charger. Ces combinaisons ne seraient pas économiquement rentables. Elles peuvent pourtant être rendues artificiellement possibles par un solveur, si le modèle n'en interdit pas explicitement la coexistence.

Pour limiter ce risque, une approche indirecte aurait dû être introduite dans le modèle. Elle repose sur la formalisation explicite des situations d'excès et de manque de production, selon la logique suivante :

$$E_{excess,a,t} = \max\left(0, \min(E_{prod,a,t}, C_{INV}) - \frac{E_{conso,t}}{\eta_{inv}}\right) \quad \forall a, t$$

$$E_{missing,a,t} = \max\left(0, \frac{E_{conso,t}}{\eta_{inv}} - \min(E_{prod,a,t}, C_{INV})\right) \quad \forall a, t$$

Ces deux équations permettent d'identifier les situations où la production locale excède ou, au contraire, ne suffit pas à couvrir la consommation instantanée. Elles seraient ensuite utilisées pour contraindre la somme des flux sortants et entrants selon l'état du système :

$$E_{excess,a,t} + E_{PV,a,t} - \min(E_{PV,a,t}, C_{INV}) = E_{charge,a,t} + \frac{E_{inj,a,t}}{\eta_{inv}} + E_{perdue,a,t} \quad \forall a, t$$

$$E_{missing,a,t} = \frac{E_{prelev,a,t}}{\eta_{inv}} + \frac{E_{decharge,a,t}}{\eta_{inv}} \quad \forall a, t$$

Cependant, bien que l'une des deux quantités soit toujours nulle dans une logique analytique, cette exclusivité n'est pas automatiquement garantie par la formulation LP. Le solveur peut considérer, par exemple en cas d'imprécisions d'arrondis, simultanément des valeurs non nulles pour $E_{excess,a,t}$ et $E_{missing,a,t}$. Une formulation rigoureuse impliquerait l'ajout de variables binaires horaires, activant alternativement le flux en excès ou en déficit, selon la situation horaire. Cela pourrait se faire via la méthode Big-M. Cela permettrait de garantir une mutuelle exclusivité stricte. Toutefois, elle suppose de passer d'un modèle linéaire pur (LP) à un modèle mixte (MILP), en ajoutant 8760 binaires par année simulée sur un projet de 25 ans. Cela décuple à l'extrême la puissance de calcul et dépasse de très loin les capacités de résolution du modèle. Il a donc été décidé de négliger ces contraintes binaires.

En revanche, l'impact sur les résultats est moindre. En effet, les énergies étant bien valorisées, le modèle ne va jamais prélever (charger) et injecter (décharger) en même temps. Toutefois, comme le modèle a une connaissance parfaite des données, un inconvénient concerne la simulation des flux. Cela signifie que le modèle va parfois injecter au lieu de charger en sachant que la batterie sera full plus tard avant d'être vide et qu'il aurait quand même dû injecter à ce moment-là (et inversement pour le prélèvement et la décharge). Cela n'entraîne donc aucune conséquence sur le résultat et a pour seule conséquence une répartition différente de l'énergie dans le temps. Les seuls cas dans lesquels le modèle va tromper la réalité est dans les moments d'écrtage. En effet, il va alors s'arranger pour avoir un SOC très faible pour pouvoir absorber une

partie de l'énergie, qui aurait dû être perdue, dans la batterie. Cela n'est pas représentatif de la réalité à moins qu'un système intelligent qui anticipe les périodes de grosse production soit mis en place. C'est le seul moment où le modèle obtient un gain théorique différent de la pratique. Cela est une nouvelle fois dû à la connaissance parfaite des données. Néanmoins, ces cas sont rares et l'impact est résiduel.

Une spécificité du modèle concerne le site de Naninne. Ce site possède déjà sa propre installation et il a été important de le prendre en compte. Globalement, cela ne change rien au résultat optimal mais les couts ont dû être réadaptés et les variables bornées inférieurement par rapport à l'installation déjà en place. Le partenaire JCB a d'ailleurs proposé de racheter l'onduleur actuel de 10 kVA à un prix de 1500€. Dans les calculs de rentabilité, il sera comparé la situation avec l'implantation de l'optimal et sans celle-ci, en considérant seulement l'installation actuelle. Les données de l'installation actuelles ont donc été simulées sur 25 ans selon les mêmes contraintes.

Un dernier point à clarifier implique la limite de 30 kVA et le cout associé à son dépassement. De nouveau, cela demandait l'intégration d'une variable binaire trop lourde pour le modèle. Pour y parvenir, deux modèles ont été simulés pour chaque site, l'un libre de contrainte et l'autre sous contrainte de 30 kVA. Il restera à comparer les couts totaux issus de la fonction objective.

5. Résultats

5.1. Résultats pour le site de Naninne

Pour le site de Naninne, le modèle propose une configuration optimale composée de 60 kWc de panneaux photovoltaïques, 30 kWh de batterie (capacité déjà installée), et 30 kVA d'onduleur, soit exactement le seuil réglementaire au-delà duquel des surcoûts significatifs s'appliquent (tableau 4). Pour maximiser l'utilisation de cette contrainte, le modèle choisit le ratio DC/AC limite de 200 %. Cela montre la volonté de produire au maximum malgré la contrainte onduleur et permet aussi d'avoir une meilleure production en hiver. Aucun réinvestissement dans la batterie n'est jugé nécessaire. L'unité existante sur le site de Naninne est conservée sans extension, traduisant un arbitrage économique fondé sur son usage et son coût élevé.

Le second scénario de référence (sans contrainte sur l'onduleur) identifie une solution théorique plus performante (90,12 kWc PV et 45,06 kVA onduleur), avec un coût total optimisé légèrement

Variables optimales	
Puissance PV optimale (kWc)	60
Capacité batterie optimale (kWh)	30
Puissance onduleur optimale (kVA)	30
Investissement initial (CAPEX)	
CAPEX PV (€)	15232
CAPEX batterie (€)	0
CAPEX onduleur (€)	3523
Coût total optimisé	
Total (€)	125744,3

Tableau 4 - Résultats de l'optimisation pour le site de Naninne

inférieur (121 690 € contre 125 744 €). Mais cette différence de 4 000 € sur 25 ans, bien que non négligeable, ne justifie pas un dépassement du seuil de 30 kVA compte tenu des frais réglementaires et administratifs supplémentaires associés.

La figure 13 illustre le comportement énergétique mensuel simulé lors de la première année de fonctionnement du système optimisé à Naninne. On y observe les tendances de production photovoltaïque totale, d'autoconsommation (part consommée localement) et de la demande globale du site. Sans surprise, la production atteint son pic entre mai et juillet, dépassant largement la consommation, ce qui génère des surplus injectés. À l'inverse, durant l'hiver (décembre à février), la production chute fortement et ne couvre qu'une fraction des besoins, ce qui nécessitera un recours au prélèvement désavantageux. Le graphique met en évidence l'activité quotidienne de charge et de décharge de la batterie sur l'année simulée. On observe une intensité plus marquée en été, période durant laquelle l'installation reçoit le plus d'énergie solaire. Cela confirme que la batterie joue un rôle de tampon à court terme, mais ne permet pas de stocker l'énergie estivale pour un usage hivernal. Son utilité est strictement liée au lissage des variations intra-journalières. La batterie exerce d'ailleurs 3000 cycles sur sa vie.

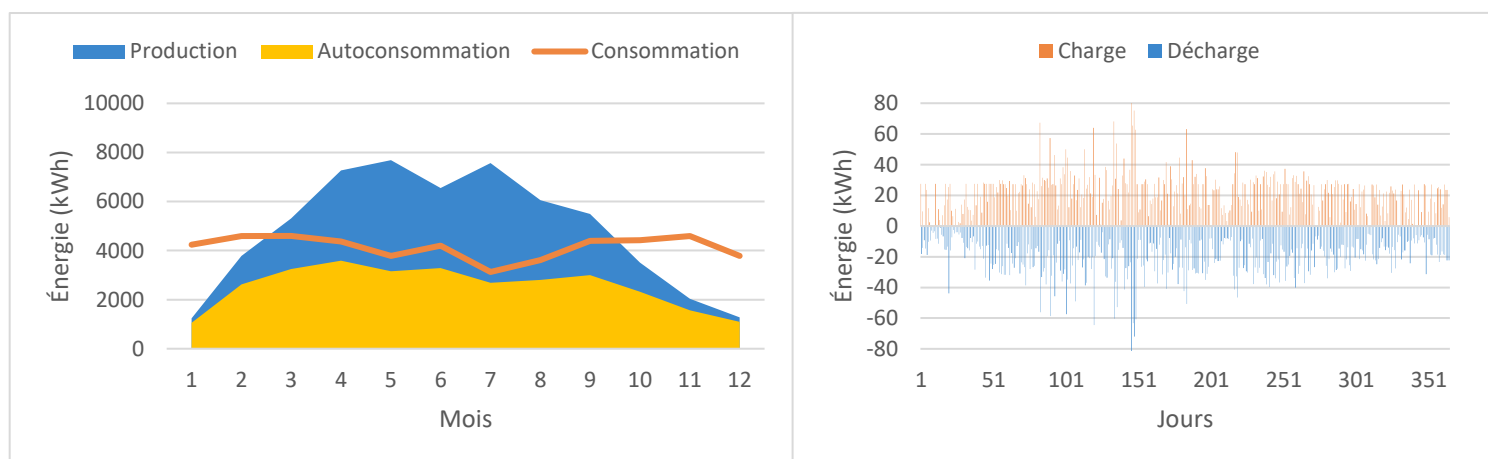


Figure 13 - Simulation énergétique mensuelle (gauche) et fonctionnement journalier de la batterie (droite) pour la première année à Naninne

La figure 14 compare les factures d'énergie mensuelles entre l'installation actuelle et le système optimisé sur la première année. On constate que, malgré l'optimisation, les coûts restent élevés en hiver, période de faible production solaire, tandis qu'une réduction marquée est observée en été, grâce à une autoconsommation maximale. L'installation ne permet donc pas d'être autonome durant toute l'année.

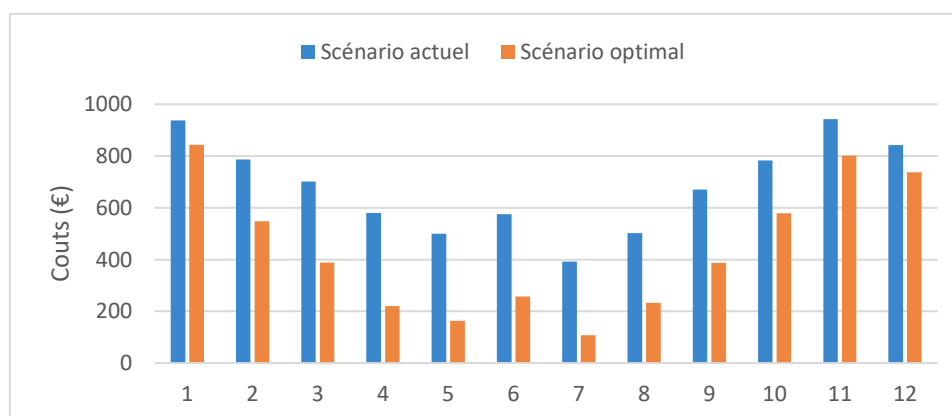


Figure 14 - Simulation de la facture mensuelle sur la première année à Naninne

Les indicateurs techniques du tableau 5 permettent de quantifier l'efficacité énergétique du système en termes d'autonomie. Le taux d'autoconsommation (SCR) de 53,8 % indique que près de la moitié de l'énergie produite est injectée sur le réseau, tandis que le taux d'autoproduction (SSR) de 59,7 % signifie que plus de 40 % de la consommation est toujours couverte par du prélèvement externe. Ces valeurs restent relativement basses, notamment en raison des pics de charge élevés des bornes de recharge VE, qui concentrent la demande sur des plages horaires restreintes. Ce mauvais alignement temporel avec la production PV limite la performance globale du système. Il est donc fortement recommandé d'intégrer un système de pilotage intelligent capable d'adapter dynamiquement la puissance de charge en fonction de la production solaire, afin de lisser les besoins et améliorer les taux d'autoconsommation.

Indicateur	Valeur (%)
Taux d'autoconsommation (SCR)	53,8
Taux d'autoproduction (SSR)	59,7
Ratio de dimensionnement PV (R)	110,9

Tableau 5 - Indicateurs techniques à Naninne

5.2. Résultats pour le site de Bertrix

Le modèle identifie pour le site de Bertrix un dimensionnement optimal de 60 kWc de panneaux solaires, 16,1 kWh de batterie et 30 kVA d'onduleur, soit de nouveau le maximum autorisé sans franchir le seuil réglementaire critique (tableau 6). Pour les mêmes raisons que Naninne, la stratégie retenue consiste à saturer l'onduleur avec un ratio DC/AC élevé, sans dépasser sa limite. Le scénario libre de contrainte onduleur prévoit un dimensionnement à peine plus élevé (70,63 kWc) pour un gain très marginal (450 € sur 25 ans). Il ne sera donc pas retenu. La capacité de batterie optimale est plus faible et donc plus exploitée en assurant environ 4 000 cycles sur 25 ans. Des analyses de sensibilité ont montré que cette capacité pouvait être réévaluée à la hausse dans des contextes où le tarif de prélèvement augmentait, soulignant la sensibilité du modèle aux paramètres tarifaires.

Variables optimales	
Puissance PV optimale (kWc)	60
Capacité batterie optimale (kWh)	16,11754
Puissance onduleur optimale (kVA)	30
Investissement initial (CAPEX)	
CAPEX PV (€)	33600
CAPEX batterie (€)	6447,018
CAPEX onduleur (€)	5023
Coût total optimisé	
Total (€)	136461,3

Tableau 6 - Résultats de l'optimisation pour le site de Bertrix

Les prochains résultats suivent les mêmes tendances que le site de Naninne et sont donc révélés sans commentaire (figure 15).

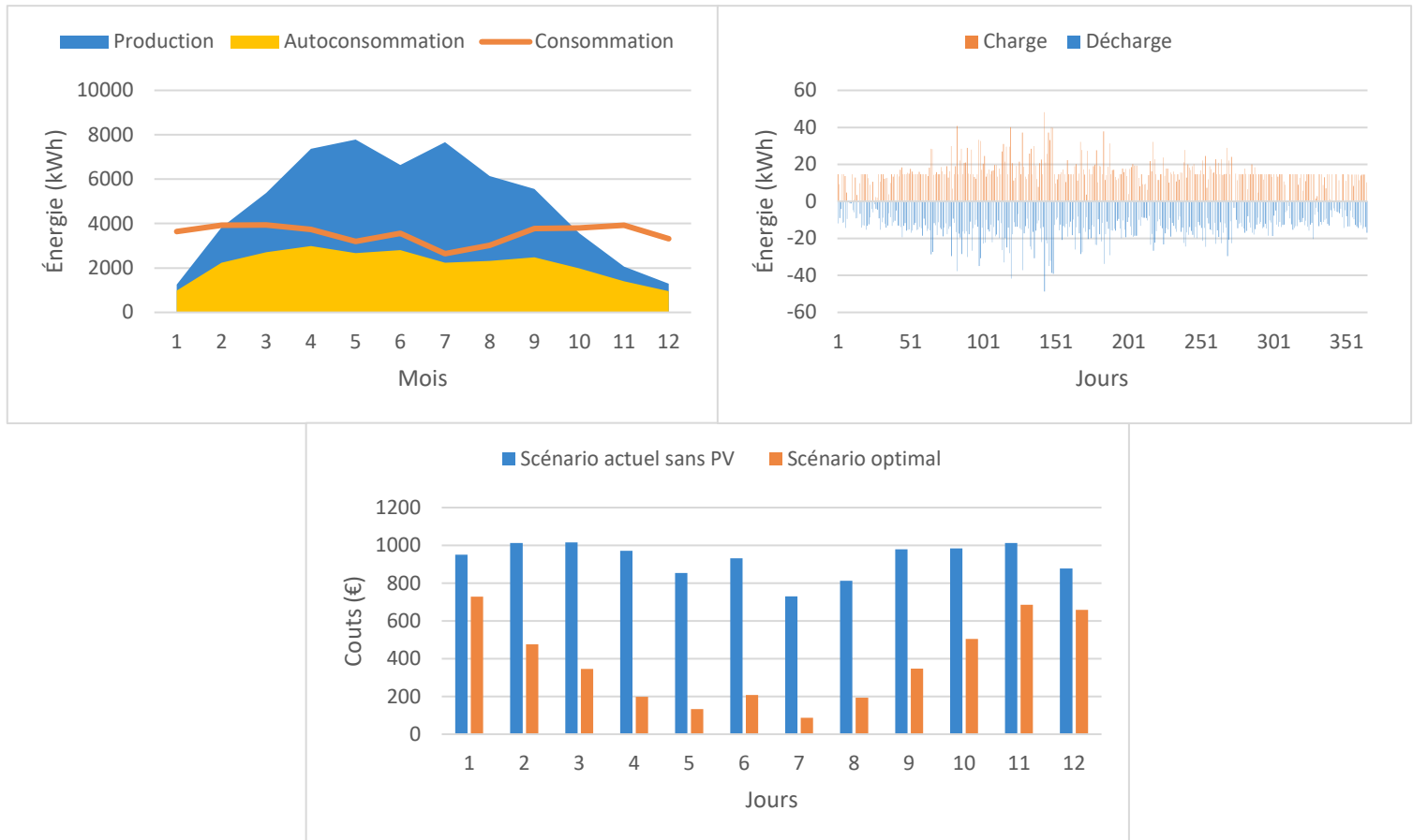


Figure 15 - Simulation énergétique mensuelle (gauche) et fonctionnement journalier de la batterie (droite) et de la facture énergétique (bas) pour la première année à Naninne

Les indicateurs techniques (tableau 7) confirment le principe de dimensionnement élevé adopté à Bertrix. Avec un ratio PV de 131,3 %, supérieur à celui de Naninne, le SCR tend mécaniquement vers le bas (45,1 %) tandis que le SSR tend vers le haut (59,3 %). Comme vu dans la littérature, cela reflète une stratégie où l'on accepte d'injecter davantage si cela permet de réduire le prélèvement. Néanmoins, la capacité de batterie plus faible limite les possibilités de lissage, ce qui réduit automatiquement la part d'énergie autoconsommée, ce qui limite quand même le SSR inférieur à Naninne.

Indicateur	Valeur (%)
Taux d'autoconsommation (SCR)	45,1
Taux d'autoproduction (SSR)	59,3
Ratio de dimensionnement PV (R)	131,3

Tableau 7 - Indicateurs techniques à Bertrix

5.3. Résultats économiques : Impact sur la structure financière

Le tableau 8 présente les résultats économiques consolidés des deux projets photovoltaïques, à travers des indicateurs financiers classiques et le LCOE, qui constitue ici l'outil central d'évaluation de la rentabilité. Ce dernier permet d'estimer, de manière actualisée, le coût réel de l'énergie consommée sur toute la durée de vie de l'installation. Comme la fonction objective du modèle vise à minimiser le coût total d'énergie, cela revient mécaniquement à minimiser le LCOE.

Il convient de rappeler que les valeurs affichées sont actualisées. Par exemple, le LCOE "actuel" de Bertrix correspond donc au coût réel d'achat de l'électricité, actualisé à 25 ans, et non simplement au prix de prélèvement contractuel.

Les indicateurs de rentabilité (NPV, ROI, payback time) confirment l'intérêt économique des deux projets, avec des valeurs très satisfaisantes. Le ROI net est plus modeste pour Bertrix, en raison d'un investissement initial plus élevé, proche de la NPV, mais le délai de retour sur investissement reste quasi équivalent à celui de Naninne. Cela s'explique notamment par le fort différentiel entre la situation actuelle (sans PV) et l'installation optimisée, ce qui génère une marge d'amélioration plus importante. Enfin, la NPV net global de 78 232 € représente le gain actualisé cumulé attendu pour COMARDEN si l'entreprise décide d'investir simultanément dans les deux projets.

Résultats financiers	Naninne	Bertrix
Coût de revient de l'électricité		
LCOE (optimal)	0,101 €/kWh	0,128 €/kWh
LCOE (actuel)	0,125 €/kWh	0,173 €/kWh
Indicateurs de rentabilité		
NPV net (25 ans)	30 146 €	48 087 €
ROI net (25 ans)	160,74 %	106,69 %
Payback time	7,77 ans	8,44 ans
NPV net global des 2 projets	78 232 €	

Tableau 8 - Résultats financiers globaux

La figure 16 permet d'exprimer clairement l'évolution cumulée des coûts actualisés pour les deux projets combinés sur 25 ans. On constate que l'investissement initial est rapidement compensé. Le point de croisement intervient dès la 8e année, marquant le début des économies nettes. L'augmentation soudaine des coûts est expliquée par le remplacement des batteries et de l'onduleur à la demi-vie³. Il faut également noter que le modèle ne tient pas compte d'une

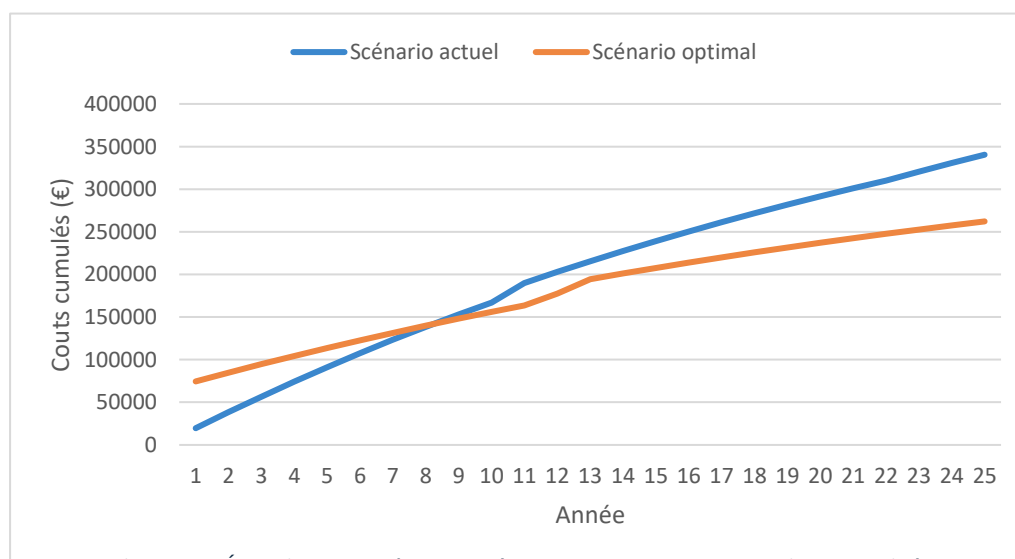


Figure 16 - Évolution des coûts cumulés sur 25 ans pour les deux sites combinés

³ Le remplacement anticipé dans le scénario actuel s'explique par le fait que la batterie et l'onduleur existants ont déjà deux ans ; l'installation est par conséquent considérée comme non fonctionnelle au-delà de la 23e année.

éventuelle valeur résiduelle de l'installation en fin de vie, ce qui signifie qu'en réalité, le gain final pour COMARDEN pourrait être encore supérieur.

Enfin, le tableau 9 illustre l'impact du projet photovoltaïque sur la structure financière de COMARDEN, en se concentrant sur les coûts énergétiques et le bénéfice opérationnel projetés pour l'année suivant l'investissement. Afin de garantir une comparaison cohérente, la consommation électrique de 2024 a été ajustée en fonction des prévisions d'augmentation liées à l'électrification du site. On observe qu'avec l'économie faite sur la facture d'électricité, l'effet sur la structure de coûts est significatif, avec une réduction globale des dépenses énergétiques de 4,93 % et une hausse nette du bénéfice avant impôt de 1,77 %.

Ces résultats intègrent un amortissement sur 25 ans, correspondant à une estimation du coût annuel moyen de l'investissement. L'objectif reste ici de mesurer l'effet sur les flux opérationnels récurrents, en tenant compte partiellement de l'investissement, sans modéliser toute la structure comptable. Il s'agit donc d'une version simplifiée mais réaliste, permettant d'observer l'impact du projet sur le roulement des charges annuelles. Certaines économies supplémentaires, comme la baisse des dépenses en carburant des voitures liée à l'électrification ou les réductions de taxes carbone évoquées dans la littérature, n'ont pas été intégrées ici car elles sortaient du périmètre strict du mémoire. Cette approche prudente renforce la robustesse du gain observé.

	2024 (€/an)	Scénario avec inves- tissement (n+1) (€/an)	Variation (€/an)
Détails des coûts de l'énergie			
Chauffage Bertrix (Mazout)	6 001,30	6 001,30	—
Chauffage Naninne (Mazout)	2 930,52	2 930,52	—
Carburants voitures (Diesel)	33 989,88	33 989,88	—
Carburants camions (Diesel)	118 751,12	118 751,12	—
Électricité Bertrix	11 166,57	4 986,76	−6 179,81
Électricité Naninne	8 444,78	5 679,63	−2 765,15
Total énergie	181 284,17	172 339,21	−8 944,96
Total S&B divers	1 037 268,10	1 028 323,14	−8 944,96
Amortissement linéaire sur 25 ans		3 209,84	3 209,84
Bénéfice d'exploitation	326 047,01	331 782,13	5 735,12
Bénéfice de l'exercice avant impôts	323 211,22	328 946,34	5 735,12
Ratio coût énergie / S&B (%)	16,76		
Taux de variation des coûts d'énergie (%)	−4,93		
Taux de variation du bénéfice de l'exercice avant impôt (%)	1,77		

Tableau 9 - Impact économique annuel du scénario d'investissement sur les coûts et le bénéfice de COMARDEN

6. Discussion

6.1. Interprétation des résultats

Les résultats obtenus confirment une logique de dimensionnement parfaitement cohérente avec les contraintes techniques et réglementaires actuelles. Le modèle retient naturellement une puissance d'onduleur de 30 kVA, soit le seuil maximal autorisé avant surcoût, et exploite

pleinement cette limite avec un ratio DC/AC de 200 %. Sur le plan économique, la rentabilité du projet est clairement démontrée, avec un gain actualisé cumulé de plus de 78 000 € sur 25 ans pour l'ensemble des deux sites. Ce résultat est d'autant plus significatif qu'il est obtenu dans le cadre d'une modélisation volontairement prudente, intégrant des hypothèses conservatrices sur les prix, la consommation, et sans valorisation résiduelle des équipements. Le projet représente donc une réelle opportunité de développement pour COMARDEN, à la fois sur le plan économique, énergétique et stratégique.

Cependant, il convient de rappeler que ce résultat reste théorique et fondé sur un modèle de simulation, aussi rigoureux soit-il. L'analyse scientifique mène à de tels résultats, mais ceux-ci doivent être contrebalancés par une lecture critique, car plusieurs hypothèses fortes structurent la démarche. La suite de ce chapitre propose un examen des limites du modèle, afin d'évaluer la robustesse des conclusions dans une perspective d'application concrète.

6.2. Limites du travail

Certaines hypothèses formulées dans le cadre de la modélisation reposent sur des choix simplificateurs, en particulier par rapport à ce que sera la valeur que prendra certains facteurs du modèle sur la durée de 25 ans. Cela limite sa représentativité dans un contexte réel. En premier lieu, plusieurs coûts et paramètres tarifaires dynamiques dans la réalité ont été figés sous forme de constantes. C'est notamment le cas du tarif de prélèvement, du prix d'injection et du taux d'inflation. Cette hypothèse de stabilité pourrait s'avérer insuffisamment robuste dans un environnement énergétique en forte évolution.

Par ailleurs, le modèle repose sur des données horaires, jugées suffisantes, mais qui n'absorbent pas toute l'information sur les flux d'énergies réels. En effet, l'ensemble de la variabilité intra-horaire, très pertinent pour la gestion fine du stockage, manque à la modélisation.

Une autre simplification concerne la charge des véhicules électriques, qui a été modélisée à partir d'un canevas fixe horaire, identique pour tous les jours d'activité. Ce profil, conçu avec soin sur base d'hypothèses réalistes et appuyé par des travaux de référence, reste une approximation, faute de données comportementales réelles sur les habitudes des utilisateurs. Il conviendrait, dans une perspective de suivi de projet, de le réajuster a posteriori à l'aide de données empiriques.

Enfin, deux limites plus résiduelles méritent d'être mentionnées. L'absence de prise en compte des années bissextiles, et l'hypothèse de dégradation linéaire des composants (batterie, PV). Ces hypothèses, bien que simplificatrices, reflètent néanmoins de manière raisonnable la tendance observée dans la réalité.

Si les résultats de l'onduleur et la puissance crête peuvent être entendus avec confiance, ces limites peuvent avoir un impact non-négligeable sur le dimensionnement de la batterie. En effet, le modèle propose un dimensionnement relativement faible de la batterie, ce qui peut s'expliquer par plusieurs facteurs. Parmi elles, on retrouve le coût élevé, les pertes liées au cycle de charge-décharge, sa dégradation progressive, ainsi qu'une utilisation limitée chez COMARDEN, dont la majorité de la consommation se concentre en journée. L'objectif étant de minimiser le coût total du système, le modèle ne cherche pas à maximiser l'autoconsommation directement.

Malgré tout, plusieurs limites, susceptibles de conduire à une sous-estimation de l'utilité réelle du stockage, persistent. D'abord, les données utilisées sont horaires et n'intègrent pas les variations infra-horaires, alors que la batterie joue un rôle de lissage dans des situations de déséquilibres courts mais fréquents. Des données précises, voire instantanées sont nécessaires pour capturer toute l'information utile pour dimensionner fidèlement une batterie. Ensuite, les tarifs de prélèvement et d'injection sont supposés fixes, ce qui ne reflète pas la variabilité croissante des prix de l'électricité. En pratique, la batterie pourrait justement permettre d'éviter d'injecter ou de prélever lorsque l'énergie du marché est valorisée de manière désavantageuse, ce qui renforcerait sa rentabilité. Enfin, le modèle ne tient pas compte des risques de coupures ou de black-out, pourtant bien documentés dans la littérature. Une batterie couplée à un système de secours (UPS) pourrait alors offrir une sécurité opérationnelle précieuse pour COMARDEN. Ces trois éléments justifient un dimensionnement plus généreux de la batterie. En vertu de ces limites et de la volonté de COMARDEN à être le plus autonome possible, il sera recommandé d'investir dans une batterie avec une plus grande capacité que celle proposée par le modèle, surtout pour le site de Bertrix, actuellement non équipé.

Enfin, une considération importante dans ce type d'optimisation est que le modèle dispose d'une connaissance parfaite des données futures, ce qui impose de définir des contraintes réalistes strictes. Or, comme expliqué en section 4.3, l'intégration de variables binaires pour interdire certains comportements incohérents (ex. charge/décharge simultanée) n'a pas été possible pour des raisons de complexité de calcul. La seule conséquence ayant un impact sur les résultats est que le modèle va parfois organiser artificiellement un état de charge faible juste avant une période de forte production pour éviter une partie de l'écêtement. Ce comportement n'est pas fidèle à la réalité sauf en présence d'un système de pilotage intelligent avec anticipation. Il s'agit cependant de cas très résiduels, limités à certaines heures d'écêtement (rare sur une année). En dehors de ce cas très spécifique, cette limite d'intégration binaire, n'affecte pas le résultat global du modèle, mais peut altérer la répartition temporelle précise des flux.

D'après cette discussion, plusieurs recommandations concrètes peuvent être formulées à destination de COMARDEN. La première est de valider le scénario optimal proposé pour les deux sites, tant en termes de puissance installée que de ratio DC/AC, en veillant à respecter la contrainte réglementaire des 30 kVA d'onduleur. Pour le site de Bertrix, il est également recommandé d'investir dans une batterie de capacité supérieure à celle suggérée par le modèle, afin de mieux refléter les réalités opérationnelles évoquées en discussion. Ensuite, il apparaît pertinent de mettre en place un système de pilotage intelligent des bornes de recharge, afin d'ajuster dynamiquement leur puissance en fonction de la production solaire disponible, ce qui permettrait d'améliorer significativement le taux d'autoconsommation. Dans la même logique, il est conseillé de suivre attentivement l'évolution des prix de l'électricité et d'envisager, à moyen terme, des scénarios tarifaires dynamiques dans la modélisation et la gestion quotidienne. Enfin, COMARDEN pourrait envisager l'intégration progressive d'un système d'autonomie partielle via une fonction UPS, afin de renforcer sa résilience face aux coupures du réseau. Mais au-delà des équipements, l'un des leviers les plus puissants reste l'adaptation comportementale. Lisser et étaler dans le temps les charges énergétiques importantes, organiser les recharges de véhicules de manière différée, ou sensibiliser les employés à l'importance d'une consommation en adéquation avec la production solaire peuvent contribuer à générer des gains significatifs, sans investissement supplémentaire.

7. Conclusion

Ce travail présente une revue assez complète des éléments économiques à considérer dans le choix de dimensionnement d'une installation photovoltaïque et propose des éléments de réponse cohérents en vue de prendre des décisions concrètes. Il permet ainsi de répondre à la question de départ et aux objectifs fixés. Le raisonnement général suivi tout au long du travail s'inscrit dans le cadre d'une démarche scientifique visant à être la plus objective possible. Il convient toutefois de dire qu'il s'inscrit dans un ensemble global de logiques elles-mêmes cohérentes. Ce travail ne prétend donc pas représenter la seule bonne approche, mais plutôt une bonne approche parmi d'autres.

Un autre caractère très enrichissant de ce mémoire réside dans son potentiel d'applicabilité à un marché bien plus vaste que le seul cas de COMARDEN. En effet, tout acteur énergétique ayant une consommation pourrait tirer profit de la méthodologie développée. La flexibilité employée par le modèle lui octroie le privilège d'avoir un potentiel d'utilisation assez « universel ». Il suffirait, en principe, d'introduire les nouvelles données de consommation et de production, d'ajuster les paramètres au nouvel environnement, et le cas échéant, d'adapter certaines contraintes. Par ailleurs, il pourrait s'avérer également très efficient pour les installateurs photovoltaïques, qui n'intègrent pas toujours les besoins réels et précis du client dans leur processus. Le travail présente donc de belles opportunités, portées par les motivations réelles qui pourraient inciter à son utilisation et à son développement.

Comme exprimé dans les limites, une extension intéressante de ce travail consisterait à intégrer tout l'aspect dynamique des paramètres. Cela permettrait de refléter plus fidèlement l'évolution croissante de l'environnement dans lequel est ancré le marché énergétique actuel. Une autre piste de recherche pertinente serait d'inclure d'autres sources d'énergie (autre que le PV et le réseau) dans l'équation à des fins de comparaison et d'ajustement optimal global. En effet, plusieurs solutions proposées par le marché pourraient s'avérer également très intéressantes. Dans le cas COMARDEN, le PV s'est toutefois rapidement positionné comme une solution idéale.

Pour conclure, il est clairvoyant de souligner que ce mémoire met en lumière l'importance cruciale de l'anticipation dans un monde plus volatile que jamais. Cette nécessité s'impose d'autant plus dans le contexte énergétique actuel, et lorsqu'on est conscient que l'énergie est le pilier principal de toute l'économie. En vertu de cette affirmation, et en cohérence avec les valeurs de COMARDEN partagées dans ce projet, il apparaît que la capacité à prévoir est devenue, de nos jours, une compétence fondamentale. Je terminerai par cette déclaration de Winston Churchill, « *Mieux vaut prendre le changement par la main, avant qu'il ne nous prenne par la gorge* ».

8. Bibliographie

Abdelaziz Mohamed, M., & Eltamaly, A. M. (2018). *Modeling and Simulation of Smart Grid Integrated with Hybrid Renewable Energy Systems* (Vol. 121). Springer International Publishing.

<https://doi.org/10.1007/978-3-319-64795-1>

All Analysis – Analysis. (s. d.). IEA. Consulté 9 juillet 2025, à l'adresse <https://www.iea.org/analysis>

Avau, M., Govaerts, N., & Delarue, E. (2021). Impact of distribution tariffs on prosumer demand response. *Energy Policy*, 151, 112116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112116>

Başaran, K., Özdemir, M. T., & Bayrak, G. (2025). Sizing and Techno-Economic Analysis of Utility-Scale PV Systems with Energy Storage Systems in Factory Buildings : An Application Study. *Applied Sciences*, 15(7), 3876. <https://doi.org/10.3390/app15073876>

Belgium 2022—Energy Policy Review. (s. d.).

Belgium—Countries & Regions. (s. d.). IEA. Consulté 12 juillet 2025, à l'adresse <https://www.iea.org/countries/belgium/emissions>

Bienvenue. (s. d.). Consulté 12 juillet 2025, à l'adresse <https://www.creg.be/fr>

Boccard, N., & Gautier, A. (s. d.). *Solar Rebound : The Unintended Consequences of Subsidies*.

BOVEROUX, O. (2025, juin 5). Électricité : Contrats à prix dynamiques en Wallonie et à Bruxelles. *Renouvelle*. <https://www.renouvelle.be/fr/contrats-electricite-prix-dynamiques-bruxelles-wallonie/>

Category:Energy. (s. d.). Consulté 8 juillet 2025, à l'adresse <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Category:Energy>

Das, C. K., Bass, O., Kothapalli, G., Mahmoud, T. S., & Habibi, D. (2018). Overview of energy storage systems in distribution networks : Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 1205-1230. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068>

Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil. (s. d.).

Ekici, S., & Kopru, M. A. (2017). *Investigation of PV System Cable Losses*.

Faits & chiffres. (s. d.). *Renouvelle*. Consulté 8 juillet 2025, à l'adresse

<https://www.renouvelle.be/fr/faits-chiffres/>

Gautier, A., Jacqmin, J., & Poudou, J.-C. (2018). The prosumers and the grid. *Journal of Regulatory Economics*, 53(1), 100-126. <https://doi.org/10.1007/s11149-018-9350-5>

Gkioka, N. (s. d.). *Battery Sizing Optimization for Grid-tied PV Systems*.

Grahn, P. (s. d.). *Electric Vehicle Charging Impact on Load Profile*.

Hashemi, B., Taheri, S., Cretu, A.-M., & Pouresmaeil, E. (2021). Systematic photovoltaic system power losses calculation and modeling using computational intelligence techniques. *Applied Energy*, 284, 116396. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116396>

Indice des prix à la consommation | Statbel. (s. d.). Consulté 29 juillet 2025, à l'adresse

<https://statbel.fgov.be/fr/themes/prix-la-consommation/indice-des-prix-la-consommation>

Islam, M. S., & Nadarajah, M. (2016). *Daily EV load profile of an EV charging station at business premises* (p. 792). <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2016.7796485>

Jancovici, J.-M., & Blain, C. (2021). *Le monde sans fin : Miracle énergétique et dérive climatique*.

JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)—European Commission. (s. d.). Consulté 5 août 2025, à l'adresse https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/

La CWaPE | CWAPE. (s. d.). Consulté 10 juillet 2025, à l'adresse <https://www.cwape.be/>

Lotfi, H., & Khodaei, A. (2016). Levelized cost of energy calculations for microgrids. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1-5.

<https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741379>

Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings : A review. *Applied Energy*, 142, 80-94. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>

Mancò, G., Guelpa, E., Colangelo, A., Virtuani, A., Morbiato, T., & Verda, V. (2021). Innovative Renewable Technology Integration for Nearly Zero-Energy Buildings within the Re-COGNITION Project. *Sustainability*, 13(4), 1938. <https://doi.org/10.3390/su13041938>

Manuel De Villena, M., Jacqmin, J., Fonteneau, R., Gautier, A., & Ernst, D. (2021). Network tariffs and the integration of prosumers : The case of Wallonia. *Energy Policy*, 150, 112065.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112065>

Masson, G., & Briano, J. I. (s. d.). *REVIEW AND ANALYSIS OF PV SELF-CONSUMPTION POLICIES*.

Moreno-Vassart, X., Toledo, F. J., Herranz, V., & Galiano, V. (2024). Simulation and implementation of local electrical markets in photovoltaic energy communities with PVLEM. *2024 IEEE International Symposium on Systems Engineering (ISSE)*, 1-7.

<https://doi.org/10.1109/ISSE63315.2024.10741100>

Nayar, C. V., Ashari, M., & Keerthipala, W. W. L. (2000). A grid-interactive photovoltaic uninterruptible power supply system using battery storage and a back up diesel generator. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 15(3), 348-353. <https://doi.org/10.1109/60.875502>

Net Present Value (NPV) : What It Means and Steps to Calculate It. (s. d.). Investopedia. Consulté 7 août 2025, à l'adresse <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp>

Paramètres électricité | ENGIE Pro. (s. d.). Consulté 31 juillet 2025, à l'adresse

<https://www.engie.be/fr/professionals/energie/electricite-gaz/prix-conditions/parametres-indexation/parametres-indexation-electricite>

Payback Period Formula + Calculations. (s. d.). Wall Street Prep. Consulté 7 août 2025, à l'adresse

<https://www.wallstreetprep.com/knowledge/payback-period/>

Perez, A., Moreno, R., Moreira, R., Orchard, M., & Strbac, G. (2016). Effect of Battery Degradation on

Multi-Service Portfolios of Energy Storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(4),

1718-1729. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2589943>

Plug-In Electric Load Profiles. (s. d.). Consulté 4 août 2025, à l'adresse

https://www.nwcouncil.org/2021powerplan_plug-electric-load-

[profiles/?utm_source=chatgpt.com](https://www.nwcouncil.org/2021powerplan_plug-electric-load-profiles/?utm_source=chatgpt.com)

Professionnel. (s. d.). Consulté 10 juillet 2025, à l'adresse <https://www.ores.be/professionnel>

Sepúlveda-Oviedo, E. H. (2025). A review of operational factors affecting photovoltaic system

performance. *Energy Conversion and Management: X*, 26, 100942.

<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.100942>

Site énergie du Service public de Wallonie. (s. d.). Site énergie du Service public de Wallonie.

Consulté 10 juillet 2025, à l'adresse <https://energie.wallonie.be/fr/index.html?IDC=6018>

Staff, A. (2021, juillet 2). Understanding PV System Losses, Part 2 : Wiring, Connections, and System

Availability. *Aurora Solar*. <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-2->

[wiring-connections-and-system-availability/](https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-2-wiring-connections-and-system-availability/)

Statistiques mensuelles concernant l'électricité | SPF Economie. (s. d.). Consulté 8 juillet 2025, à

l'adresse <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/lenergie-en-chiffres/statistiques->

[mensuelles](https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/lenergie-en-chiffres/statistiques-mensuelles)

Steffen, B., Beuse, M., Tautorat, P., & Schmidt, T. S. (2020). Experience Curves for Operations and

Maintenance Costs of Renewable Energy Technologies. *Joule*, 4(2), 359-375.

<https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.11.012>

Weniger, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2014). Sizing of Residential PV Battery Systems. *Energy Procedia*, 46, 78-87. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.160>

What Is Return on Investment (ROI) and How to Calculate It. (s. d.). Investopedia. Consulté 7 août 2025, à l'adresse <https://www.investopedia.com/terms/r/returnoninvestment.asp>

Wu, D., & Ma, X. (2021). Modeling and Optimization Methods for Controlling and Sizing Grid-Connected Energy Storage : A Review. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 8(2), 123-130. <https://doi.org/10.1007/s40518-021-00181-9>

Yang, H., Fei, J., & Qiang, T. (Éds.). (2023). *Smart Grid and Innovative Frontiers in Telecommunications : 7th EAI International Conference, SmartGIFT 2022, Changsha, China, December 10-12, 2022, Proceedings* (Vol. 483). Springer Nature Switzerland. <https://doi.org/10.1007/978-3-031-31733-0>

Yield of Belgian loans on the secondary market. (s. d.). Consulté 5 août 2025, à l'adresse https://stat.nbb.be/Index.aspx?DataSetCode=IROLOBE2&utm_source=chatgpt.com#

Zhang, J., Yan, J., Yongqian, L., Zhang, H., & Lv, G. (2020). Daily electric vehicle charging load profiles considering demographics of vehicle users. *Applied Energy*, 274, 115063. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115063>

9. Annexes

9.1. Liste des figures

Figure 1 - Projection de la demande électrique en Belgique selon trois scénarios (Elia, 2025)	2
Figure 2 – Projection du nombre de voitures électrifiées en Belgique (Elia, 2025)	3
Figure 3 - Évolution historique et projetée du prix de la tonne de CO ₂ (Elia, 2025)	6
Figure 4 - Mix électrique historique et projeté en Belgique (Elia, 2025).....	7
Figure 5 - Évolution projetée de la capacité installée en photovoltaïque (Elia, 2025)	7
Figure 6 - Taux d'autoconsommation selon le type d'usage résidentiel ou commercial (IEA PVPS, 2016)	12
Figure 7 - Interactions avec le réseau (Gautier, 2018)	18
Figure 8 - Exemple de l'impact de la granularité des données	19
Figure 9 - Vue aérienne des toitures des sites COMARDEN de Naninne (gauche) et Bertrix (droite)	21
Figure 10 - Consommation électrique mensuelle actuelle et projetée pour les sites de Naninne et Bertrix	21
Figure 11 – Architecture du système photovoltaïque connecté au réseau avec batterie ((Gkioka, 2024)	22
Figure 12 - Prix historiques et simulés de l'électricité sur le marché de gros en Belgique (Elia, 2025)	25
Figure 13 - Simulation énergétique mensuelle (gauche) et fonctionnement journalier de la batterie (droite) pour la première année à Naninne	33
Figure 14 - Simulation de la facture mensuelle sur la première année à Naninne	33
Figure 15 - Simulation énergétique mensuelle (gauche) et fonctionnement journalier de la batterie (droite) et de la facture énergétique (bas) pour la première année à Naninne	35
Figure 16 - Évolution des coûts cumulés sur 25 ans pour les deux sites combinés.....	36

9.2. Liste des tableaux

Tableau 1 - Paramètres	27
Tableau 2 - Variables de décision	27
Tableau 3 - Variables horaires	28
Tableau 4 - Résultats de l'optimisation pour le site de Naninne.....	32
Tableau 5 - Indicateurs techniques à Naninne.....	34
Tableau 6 - Résultats de l'optimisation pour le site de Bertrix.....	34
Tableau 7 - Indicateurs techniques à Bertrix.....	35
Tableau 8 - Résultats financiers globaux.....	36
Tableau 9 - Impact économique annuel du scénario d'investissement sur les coûts et le bénéfice de COMARDEN	37

9.5. Fiches techniques des produits dans l'ordre suivant : Panneaux, onduleur et batterie



Tiger Neo N-type 54HL4R-(V)

MODULE MONOFACIAL 430-450 watts

450 W

Puissance maximale

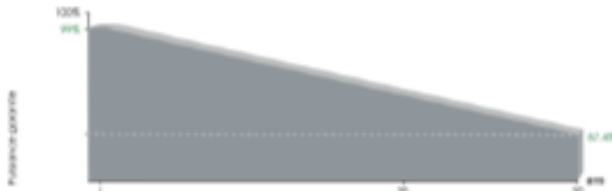
22,27 %

Rendement maximal

-  Technologie SMBB
-  Technologie Hot 2.0
-  Résistance PID
-  Charge mécanique améliorée
-  Durabilité face à des conditions environnementales extrêmes



GARANTIE DE PERFORMANCE LINÉAIRE



* Pour tous les modules achetés auprès de BayWa r.e. entre le 01/01/2023 et le 31/12/2024.

Garantie produit de **25 ans***

Garantie de la puissance linéaire de **30 ans**

0,40 % de dégradation annuelle sur 30 ans

Exclusivité
BayWa r.e.








GFP à 450 KG CO₂/kW

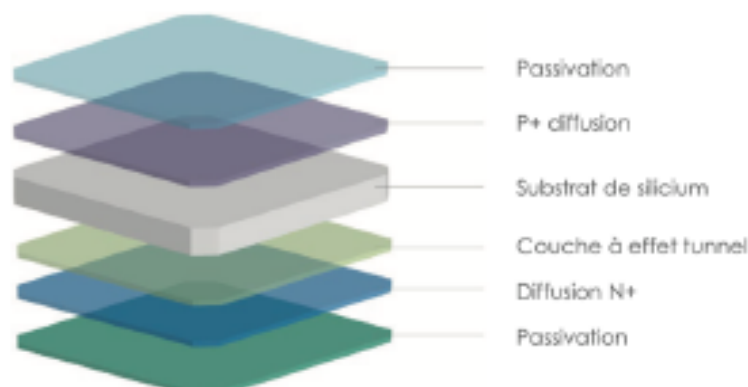
INNOVATION TECHNOLOGIQUE JINKO SOLAR : TOPCon HOT 2.0

26,89 %

Record mondial de rendement cellule

25,1 %

Rendement des cellules de production en masse



- Meilleure conductivité des porteurs
- Meilleures performances par faible luminosité
- Facteur de bifacialité plus élevé
- Coefficients de température optimisés



Longueur : 182 mm
Largeur : 182 mm
Hauteur : 3 mm
Épaisseur cellule : 182 mm

Configuration du conditionnement

(Deux palettes = une pile)

36 pièces/palette, 72 pièces/pile, 936 pièces/conteneur HQ de 40'

Caractéristiques mécaniques

Type de cellule	Monocrystallin de type N
Nombre de cellules	106 (2x54)
Dimensions	1762x1134x30 mm (69,36x44,65x1,18 pouce)
Poids	22 kg (48,50 lb)
Vitre frontal	3,2 mm, revêtement antireflet, Haute transmission, faible teneur en fer, verre trempé
Cadre	Alliage d'aluminium anodisé
Boîtier de jonction	Classé IP68
Câbles de sortie	TUV 1x4,0 mm ² (+) : 1200 mm, (-) : 1200 mm ou sur mesure

DONNÉES TECHNIQUES

Type de module	JKM430N-54HL4R JKM430N-54HL4R-V		JKM435N-54HL4R JKM435N-54HL4R-V		JKM440N-54HL4R JKM440N-54HL4R-V		JKM445N-54HL4R JKM445N-54HL4R-V		JKM450N-54HL4R JKM450N-54HL4R-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Puissance maximale (Pmax)	430 Wp	323 Wp	435 Wp	327 Wp	440 Wp	331 Wp	445 Wp	335 Wp	450 Wp	338 Wp
Tension à puissance maximale (Vmp)	32,38 V	30,10 V	32,59 V	30,33 V	32,81 V	30,56 V	33,02 V	30,76 V	33,21 V	30,90 V
Courant à puissance maximale (Imp)	13,28 A	10,73 A	13,35 A	10,78 A	13,41 A	10,83 A	13,48 A	10,89 A	13,55 A	10,94 A
Tension de circuit ouvert (Voc)	38,95 V	37,00 V	39,16 V	37,20 V	39,38 V	37,41 V	39,59 V	37,61 V	39,78 V	37,79 V
Courant de court-circuit (Isc)	13,73 A	11,09 A	13,80 A	11,16 A	13,86 A	11,19 A	13,93 A	11,25 A	14,00 A	11,30 A
Rendement du module STC (%)	21,52 %		21,77 %		22,02 %		22,27 %		22,52 %	
Température de fonctionnement (°C)	-40°C à +85 °C									
Tension système maximale	1000V/1500 VDC (CB)									
Impédance maximale du fusible de série	25 A									
Tolérance de puissance	0 à +3 %									
Coefficients de température de Pmax	-0,29 %/°C									
Coefficients de température de Voc	-0,25 %/°C									
Coefficients de température d'Isc	0,045 %/°C									
Température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT)	45±2 °C									

STC : Irradiance 1000 W/m²

Température de la cellule 25 °C

AM = 1,5

NOCT : Irradiance 800 W/m²

Température ambiante 25 °C

AM = 1,5

Vitesse du vent 1 m/s

©2019 Jinko Solar Co., Ltd. Tous droits réservés.

MID 11~30KTL3-XH

- Battery ready, up to 30kW
- DC/AC ratio up to 2
- AFCI function ready
- Type II SPD on DC and AC side
- 24h self-consumption monitoring



GROWATT

www.ginverter.com

P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

Preliminary

Datasheet	MID 11KTL3-XH	MID 12KTL3-XH	MID 13KTL3-XH	MID 15KTL3-XH	MID 17KTL3-XH	MID 20KTL3-XH	MID 25KTL3-XH	MID 30KTL3-XH
Input data (DC)								
Max. recommended PV power (for module STC)	22000W	24000W	26000W	30000W	34000W	40000W	50000W	60000W
Max. DC voltage	1100V							
Start voltage	200V							
Nominal voltage	600V							
MPP1 voltage range	160V-1000V							
No. of MPP trackers	2	2	2	2	2	2	3	3
No. of PV strings per MPP tracker	2							
Max. input current per MPP tracker	32A							
Max. short-circuit current per MPP tracker	40A							
Input data (DC battery)								
Compatible battery	APX HV Battery System (5kWh—60kWh)							
Operating voltage range	600 V-980 V							
Max. operating current	25A/25A ¹							
Max. charge power	15000W or 30000W ²							
Max. discharge power	11000W	12000W	13000W	15000W	17000W	20000W	25000W	30000W
Output data (AC)								
AC nominal power	11000W	12000W	13000W	15000W	17000W	20000W	25000W	30000W
Max. AC apparent power	12100W	13200VA	14300VA	16600VA	18700VA	22000VA	27500VA	30000VA
Nominal AC voltage (range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)							
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)							
Max. output current	18.3A	20A	21.7A	25A	28.3A	33.3A	41.60A	45.5A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging							
THDI	<3%							
AC grid connection type	3W+N+PE							
Efficiency								
MAX. efficiency	98.75%						98.80%	
European efficiency	98.5%							
Protection devices								
DC reverse polarity protection	Yes							
DC Switch	Yes							
AC/DC surge protection	Type I / Type II							
Insulation resistance monitoring	Yes							
AC short-circuit protection	Yes							
Ground fault monitoring	Yes							
Grid monitoring	Yes							
Anti-islanding protection	Yes							
Residual-current monitoring unit	Yes							
String fault monitoring	Yes							
AFCI protection ³	Optional							
General data								
Dimensions (W / H / D)	580/435/230mm							
Weight	31kg							
Operating temperature range	-25°C ... +60°C							
Nighttime power consumption	<5.5W							
Topology	Transformerless							
Cooling	Smart air cooling							
Protection degree	IP66							
Relative humidity	0—100%							
Altitude	4000m							
DC connection	H4/MC4(Optional)							
AC connection	Cable gland+CT terminal							
Display	OLED+LED/WIFI+APP							
Interfaces: USB/RS485/WIFI/GPRS/LAN/RF	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional							
Warranty: 5 years / 10 years	Yes/Optional							
CE, VDE0126, Greece, EN50549-1, C10/C11, VFR 2019, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, NA105, IOR Erzeuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2								

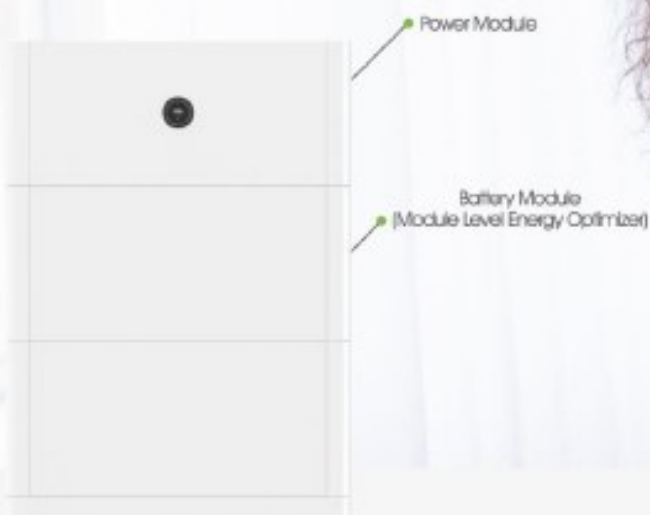
* 1 Inverter with 2 battery ports, each with max. 25A.

* 2 For single battery port connected, the maximum power is 15kW. When two ports are used, the power can reach 30kW.

* 3 AFCI function need to be activated after installation.

APX HV Battery

- Flexible capacity options, 5kWh to 30kWh
- 100% depth of discharge
- Module level energy optimization
- Support to mix new and old battery modules in one system
- Easy installation with modular and stacked design
- Long lifespan, 10 years warranty



- Different SOC and SOH of the battery module can be mixed in one system.



System Model	APX 5.0P	APX 10.0P	APX 15.0P	APX 20.0P	APX 25.0P	APX 30.0P
System Demo						
Power module	APX 10.0kW-P1					
Number of power modules	1					
Battery Module	APX 5.0P-B1					
Battery module energy	5kWh					
Number of battery modules	1	2	3	4	5	6
Energy Capacity	5kWh	10kWh	15kWh	20kWh	25kWh	30kWh
Usable Capacity	5kWh	10kWh	15kWh	20kWh	25kWh	30kWh
Max. output power ^{†1}	2.5kW	5kW	7.5kW	10kW	10kW	10kW
Peak output power	5kW/60s	10kW/60s	15kW/60s	20kW/60s	20kW/60s	20kW/60s
Dimension (W/D/H) ^{†2}	710/200/670 mm	710/200/990 mm	710/200/1310 mm	710/200/1630 mm	710*2200/1310 mm	710*2200/1310 mm
Weight	65kg	115kg	165kg	215kg	265kg	315kg
Nominal voltage (single phase system)	360V/600V					
Operating voltage range (single phase system)	350V~980V					
Nominal voltage (three phase system)	350V~850V					
Operating voltage range (three phase system)	600V~980V					
Battery type	Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP)					
Ingress Protection	IP65					
Installation	Wall-mounted or Floor installation ^{†3}					
Operating ambient temperature	-10°C~50°C					
Relative humidity	5%~95%					
Cooling	Natural					
Altitude	≤4000m					
Warranty	10 years					
Power module	APX 10.0kW-P1					
Dimension(W/D/H)	710/200/300mm					
Weight	15kg					
Communication port	CAN/RS485					
Operating voltage range	350V-980V					
Maximum current	30A					
Peak current	60A, 60s					
Monitoring parameters	SOC, System voltage, current, cell voltage, cell temperature, PCBA temperature					
Battery module	APX 5.0P-B1					
Nominal energy	5kWh					
Nominal voltage	385V					
Operating voltage range	350-435V					
Dimensions(W/D/H)	710/200/320mm					
Weight	50kg					
Certification & Licensing	IEC62619/Ce&Passy/IEC60730/VDE2510-50/CE/CEC/RCMUN38.3/UL1973/UL9540A/FCC					

†1 Depend on the max. battery charge/discharge power of the inverter.

†2 Include power module(APX 10.0kW-P1) and Battery Base

†3 Floor installation requires extrabase (W/D/H=710/200/50mm)

APX series battery has an EU model and a General model, the storage inverters sold in European countries only work with EU model APX battery

©2022 SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO.,LTD All rights reserved. Subject to change without notice.

9.6. Code source utilisé pour le modèle d'optimisation pour le site de Bertrix (modèle Gurobi et post-traitement)

```

1  # %%
2  import pandas as pd
3
4  # Données de consommation et production horaire
5
6  # Remplace ce chemin par celui de ton fichier Excel (avec tes données horaires)
7  chemin_fichier = r"C:\Users\maxde\OneDrive - UCL\Documents\Max\Étude universitaire
  UCL\Ingénieur de gestion\Master\Bloc annuel 2\Mémoire\Modélisation\Conso_Prod_B.xlsx" # ←
  modifie ici
8  df = pd.read_excel(chemin_fichier)
9
10 # Nettoyage des colonnes
11 df.columns = df.columns.str.strip()
12
13 # Aperçu des 5 premières lignes
14 df.head()
15
16
17 # %%
18 import pandas as pd
19
20 # Charger les paramètres techniques
21
22 chemin_parametres = r"C:\Users\maxde\OneDrive - UCL\Documents\Max\Étude universitaire
  UCL\Ingénieur de gestion\Master\Bloc annuel 2\Mémoire\Modélisation\Paramètres.xlsx" # ←
  adapte ici
23 params_df = pd.read_excel(chemin_parametres)
24
25 # Nettoyage noms de colonnes
26 params_df.columns = params_df.columns.str.strip()
27
28 # Convertir en dictionnaire {paramètre: valeur}
29 parametres = dict(zip(params_df.iloc[:, 0], params_df.iloc[:, 1]))
30
31 # Aperçu
32 parametres
33
34
35 # %%
36 # Créer l'ensemble des heures
37 heures = list(range(len(df))) # t = 0 à 8759
38
39 # Série de consommation [kWh]
40 conso = df["Consommation projetée B (kWh)"].values
41
42 # Série de production PV unitaire [kWh/kWc installé]
43 pv_unit = df["Production unitaire B (kWh/kWc)"].values
44
45 # Vérification rapide
46 print(f"Heures : {len(heures)} valeurs")
47 print(f"Conso[0:3] = {conso[:3]}")
48 print(f"Pv_unit[0:3] = {pv_unit[:3]}")
49
50

```

```

51
52 # %%
53 import numpy as np
54
55 # conso = np.tile(conso, 25)          # 8760 * 25 = 219 000 h
56 # pv_unit = np.tile(pv_unit, 25)
57
58 from gurobipy import Model, GRB
59
60 # Initialiser le modèle Gurobi
61 m = Model("Optimisation_PV_Batterie")
62
63 # Activer l'affichage Gurobi (optionnel)
64 m.setParam("OutputFlag", 1)
65
66 # Définir l'ensemble des heures et des années (indexé par t et a)
67 A = range(25)          # 25 années
68 T = range(len(conso))  # 8760 heures
69
70
71 # %%
72 # Variables de décision globales
73 pv_cap = m.addVar(vtype=GRB.CONTINUOUS, name="PV_kWc")          # Capacité PV [kWc]
74 bat_cap = m.addVar(vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Batterie_kWh")   # Capacité batterie [kWh]
75 inv_cap = m.addVar(vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Onduleur_kVA")   # Puissance onduleur [kVA]
76 #inv_binaire = m.addVar(vtype=GRB.BINARY, name="Surcout_onduleur")
77
78 pv_cap.setAttr(GRB.Attr.UB, 305)      # kWc
79 bat_cap.setAttr(GRB.Attr.UB, 250)     # kWh
80 inv_cap.setAttr(GRB.Attr.UB, 150)     # kVA
81 pv_cap.setAttr(GRB.Attr.LB, 0)
82 bat_cap.setAttr(GRB.Attr.LB, 0)
83 inv_cap.setAttr(GRB.Attr.LB, 0)
84
85 # pv_cap.Start = 60
86 # bat_cap.Start = 20
87 # inv_cap.Start = 30
88
89
90 # %%
91 # Variables horaires
92 p_pv      = m.addVars(A, T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Prod_autoconsommee")
93 p_inj     = m.addVars(A, T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Injection")
94 p_reseau  = m.addVars(A, T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Prelevement_reseau")
95 p_bat_charge = m.addVars(A, T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Charge_batterie")
96 p_bat_decharge = m.addVars(A, T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Decharge_batterie")
97 soc      = m.addVars(A, T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Etat_charge_batterie")
98 p_pv_perdue = m.addVars(A, T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="PV_perdue")
99 # bin_batt = m.addVars(A, T, vtype=GRB.BINARY, name="batt_mode") # 0 = charge, 1 =
décharge
100 # bin_grid = m.addVars(A, T, vtype=GRB.BINARY, name="grid_mode") # 0 = prelevement, 1 =
injection
101
102 # Paramètres

```

```

103 # Paramètres techniques
104 eta_inv      = parametres["Rendement onduleur (%)"] / 100
105 eta_batt     = parametres["Rendement batterie charge et décharge (%)"] / 100
106 dod         = parametres["Profondeur de décharge (%)"] / 100
107 pmax_batt    = parametres["Puissance max de décharge batterie p/r à sa capacité
(kW/kWh)"]
108 ratio_inv    = parametres["Ratio onduleur (DC/AC)"]
109
110 # Durées de vie (en années)
111 n_pv         = parametres["Durée de vie PV (n)"]
112 n_batt       = parametres["Durée de vie batterie (n)"]
113 n_inv        = parametres["Durée de vie onduleur (n)"]
114
115 # Coûts unitaires
116 prix_achat   = parametres["Prix énergie prélevée (€/kWh)"]
117 prix_inj     = parametres["Prix énergie injectée (€/kWh)"]
118 cout_pv      = parametres["Cout PV (€/kWc)"]
119 cout_batt    = parametres["Cout batterie (€/kWh)"]
120 cout_inv     = parametres["Cout onduleur (€/kVA)"]
121 cout_maintenance = parametres.get("Cout de maintenance annuel (€/kWc)")
122 cout_inv_sortie = parametres["Cout si >30KVA sortie onduleur (€)"] # à intégrer si on
dépasse
123
124 # Dégradations
125 deg_pv_h     = parametres["Dégradation horaire PV (%)"] / 100
126 deg_batt_cyc = parametres["Dégradation batterie par cycle (%)"] / 100
127 cycles_par_heure = parametres["Nombre de cycles batteries estimés par heure"]
128
129 # Actualisation
130 taux_actu    = parametres["Taux d'actualisation réel (%)"] / 100
131
132 # Coûts fixes non décisionnels
133 cout_raccordement = parametres["Tarif fixe raccordement injection (€)"]
134 cout_reseau_fixe_mensuel = parametres["Tarif fixe réseau mensuel (€/mois)"]
135 cout_redevance_fixe_annuelle = parametres["Tarif redevance fixe annuel (€/an)"]
136
137
138 # %%
139 # Contraintes horaires
140
141 # Bilan système
142 for a in A:
143     for t in T:
144         facteur_deg = deg_pv_h ** (a * len(T) + t)
145         m.addConstr(
146             pv_unit[t] * pv_cap * eta_inv * facteur_deg + p_bat_decharge[a,t] +
p_reseau[a,t]
147             == conso[t] + p_bat_charge[a,t] * eta_inv + p_inj[a,t] + p_pv_perdue[a,t] *
eta_inv,
148             name=f"Bilan_systeme_{a}_{t}"
149         )
150
151 # Bilan conso et prod
152 for a in A:

```

```

153     for t in T:
154         m.addConstr(
155             p_pv[a,t] + p_bat_decharge[a,t] + p_reseau[a,t] == conso[t],
156             name=f"Bilan_conso_{a}_{t}"
157         )
158
159 for a in A:
160     for t in T:
161         facteur_deg = deg_pv_h ** (a * len(T) + t)
162         m.addConstr(
163             p_pv[a,t] / eta_inv + p_bat_charge[a,t] + p_inj[a,t] / eta_inv +
164             p_pv_perdue[a,t]
165             == pv_unit[t] * pv_cap * facteur_deg,
166             name=f"Bilan_PV_{a}_{t}"
167         )
168
169
170 # %%
171 # Contraintes batteries
172
173 # Continuité SOC horaire
174 for a in A:
175     for t in T[1:]:
176         m.addConstr(
177             soc[a,t] == soc[a,t-1] + eta_batt * p_bat_charge[a,t] - p_bat_decharge[a,t] /
178             (eta_batt * eta_inv),
179             name=f"SOC_evolution_{a}_{t}"
180         )
181
182 # SOC initial
183 m.addConstr(soc[0, 0] == bat_cap * 0.5, name="SOC_init")
184
185 # Bornes SOC min/max
186 for a in A:
187     for t in T:
188         heure_totale = a * len(T) + t
189         heure_replacement = int(n_batt * len(T))
190
191         if heure_totale < heure_replacement:
192             facteur_batt = deg_batt_cyc ** (cycles_par_heure * heure_totale)
193         else:
194             facteur_batt = deg_batt_cyc ** (cycles_par_heure * (heure_totale -
195             heure_replacement))
196
197         m.addConstr(
198             soc[a,t] <= bat_cap * facteur_batt,
199             name=f"SOC_max_{a}_{t}"
200         )
201         m.addConstr(
202             soc[a,t] >= (1 - dod) * bat_cap * facteur_batt,
203             name=f"SOC_min_{a}_{t}"
204         )

```

```

204 # Puissance batterie
205 for a in A:
206     for t in T:
207
208         heure_totale = a * len(T) + t
209         heure_replacement = int(n_batt * len(T))
210
211         if heure_totale < heure_replacement:
212             facteur_batt = deg_batt_cyc ** (cycles_par_heure * heure_totale)
213         else:
214             facteur_batt = deg_batt_cyc ** (cycles_par_heure * (heure_totale -
215             heure_replacement))
216
217         m.addConstr(
218             p_bat_decharge[a,t] / (eta_batt * eta_inv) <= bat_cap * pmax_batt *
219             facteur_batt,
220             name=f"Limite_decharge_batt_{a}_{t}"
221         )
222         m.addConstr(
223             p_bat_charge[a,t] <= bat_cap * pmax_batt * facteur_batt,
224             name=f"Limite_charge_batt_{a}_{t}"
225         )
226
227 # %%
228 # Contraintes onduleur
229 for a in A:
230     for t in T:
231         m.addConstr(
232             (p_pv[a,t] + p_bat_decharge[a,t] + p_inj[a,t]) / eta_inv <= inv_cap,
233             name=f"Limite_onduleur_{a}_{t}"
234         )
235
236 # Surcout si onduleur > 30 kVA
237 # M = 1e5 # assez grand pour ne pas bloquer
238 # m.addConstr(inv_cap <= 30 + M * inv_binaire, name="Condition_onduleur_surcout")
239
240 # Contrainte ratio DC/AC
241 m.addConstr(pv_cap <= ratio_inv * inv_cap, name="PV_max_2x_onduleur")
242
243 # Contrainte pour modèle <= 30 kVA
244 m.addConstr(inv_cap <= 30, name="Limite_onduleur_30kVA")
245
246
247 # %%
248 # Interdire les doubles flux contraires
249 # M = 1e5
250
251 # for a in A:
252 #     for t in T:
253 #         m.addConstr(
254 #             p_bat_charge[a,t] <= M * (1 - bin_batt[a,t]),
255 #             name=f"No_charge_if_decharge_{a}_{t}"

```

```

256 #         )
257 #         m.addConstr(
258 #             p_bat_decharge[a,t] <= M * bin_batt[a,t],
259 #             name=f"No_decharge_if_charge_{a}_{t}"
260 #         )
261
262 # for a in A:
263 #     for t in T:
264 #         m.addConstr(
265 #             p_reseau[a,t] <= M * (1 - bin_grid[a,t]),
266 #             name=f"No_reseau_if_injection_{a}_{t}"
267 #         )
268 #         m.addConstr(
269 #             p_inj[a,t] <= M * bin_grid[a,t],
270 #             name=f"No_injection_if_reseau_{a}_{t}"
271 #         )
272 print(cout_maintenance)
273
274 # %%
275 # Coûts CAPEX
276 # Rajouter contrainte pour Naninne installation déjà présente
277 capex_pv = pv_cap * cout_pv      # €/kWc
278 capex_bat = bat_cap * cout_batt   # €/kWh
279 capex_inv = inv_cap * cout_inv + cout_raccordement    # €/kVA
280
281 # Surcoût onduleur si > 30 kVA
282 # surcout_cost = inv_binaire * cout_inv_sortie # ex. 50 000€
283
284 # Flux actualisés annuels
285 from gurobipy import quicksum
286
287 flux_actualises = []
288
289 for a in A:
290     actualisation = 1 / ((1 + taux_actu) ** a)
291
292     achat = quicksum(p_reseau[a, t] * prix_achat for t in T)
293     injection = quicksum(p_inj[a, t] * prix_inj for t in T)
294     maintenance = pv_cap * cout_maintenance
295     reseau_fixe_a = cout_reseau_fixe_mensuel * 12 + cout_redevance_fixe_annuelle
296
297     flux_annuel = achat - injection + maintenance + reseau_fixe_a
298     flux_actualises.append(flux_annuel * actualisation)
299
300 # Remplacement batterie et onduleur à mi-vie (12.5 ans ≈ année 13)
301 annee_replacement = 12.5
302 actualisation_replacement = 1 / ((1 + taux_actu) ** annee_replacement)
303
304 remplacement_batt = bat_cap * cout_batt * actualisation_replacement
305 remplacement_inv = inv_cap * cout_inv * actualisation_replacement
306
307 remplacement_total = remplacement_batt + remplacement_inv
308
309 # Calcul OPEX total

```

```

310 opex_tot = quicksum(flux_actualises) + remplacement_total
311
312
313 # %%
314 print("capex_pv :", capex_pv)
315 print("capex_bat :", capex_bat)
316 print("capex_inv :", capex_inv)
317 print("surcout_inv :", cout_inv_sortie)
318 print("len(flux_actualises) :", len(flux_actualises))
319
320
321
322 # %%
323 m.setObjective(
324     capex_pv + capex_bat + capex_inv + opex_tot,
325     GRB.MINIMIZE
326 )
327
328 # %%
329 # Configuration Gurobi
330 # Pour certains modèles complexes
331 m.setParam("DisplayInterval", 10)      # Réduit le spam de la console
332 m.Params.InfUnbdInfo = 1               # Aide au diagnostic si infaisable
333
334 # Limites seulement si le modèle contient des entiers
335 if m.IsMIP:
336     m.setParam("MIPGap", 0.01)          # Tolérance de gap (1%)
337     m.setParam("TimeLimit", 300)        # Temps max en secondes (5 min)
338
339
340 m.optimize()
341
342 # Type de problème (LP ou MIP)
343 if m.IsMIP:
344     try:
345         print(f"Gap final : {m.MIPGap * 100:.2f} %")
346     except:
347         print("Gap : non disponible")
348 else:
349     print("résolu comme problème linéaire (LP) – pas de gap.")
350
351 # Statut de résolution
352 if m.status == GRB.OPTIMAL:
353     print("Solution optimale atteinte.")
354 elif m.SolCount > 0:
355     print("Solution faisable partielle trouvée.")
356 else:
357     print(f"Pas de solution récupérable (status = {m.status})")
358
359 # Affichage des résultats uniquement si solution récupérée
360 if m.SolCount > 0:
361     try:
362         print(f"Coût total optimisé : {m.ObjVal:.2f} €")
363     except:

```

```

364         print("Coût total non accessible")
365
366     try:
367         print(f"Puissance PV optimale      : {pv_cap.X:.2f} kWc")
368         print(f"Capacité batterie optimale : {bat_cap.X:.2f} kWh")
369         print(f"Onduleur optimal          : {inv_cap.X:.2f} kVA")
370     except:
371         print("Variables principales non récupérables.")
372
373
374 # %%
375 # Calcul couts fixes réseau mensuel
376 cout_fixe_reseau_m = cout_reseau_fixe_mensuel + cout_redevance_fixe_annuelle / 12
377 cout_fixe_reseau_a = cout_reseau_fixe_mensuel * 12 + cout_redevance_fixe_annuelle
378 # Coûts énergétiques annuels bruts pour a = 0 (année 1)
379 achat_a1 = sum(p_reseau[0, t].X * prix_achat for t in T) + cout_fixe_reseau_a
380 injection_a1 = sum(p_inj[0, t].X * prix_inj for t in T)
381 maintenance_a1 = pv_cap.X * cout_maintenance # constant par an
382 reseau_sans_pv_an1 = sum(conso[t] * prix_achat for t in T) + cout_fixe_reseau_a
383
384 # %%
385 # Export données économiques
386
387 resume_economique = pd.DataFrame({
388     "Élément": [
389         "Puissance PV optimale (kWc)",
390         "Capacité batterie optimale (kWh)",
391         "Puissance onduleur optimale (kVA)",
392         "CAPEX PV (€)",
393         "CAPEX batterie (€)",
394         "CAPEX onduleur (€)",
395         "Remplacement batterie (€)",
396         "Remplacement onduleur (€)",
397         "OPEX actualisé total (€)",
398         "Coût total optimisé (€)",
399         "Coût total prélèvement réseau (an 1) (€)",
400         "Revenu total injection (an 1) (€)",
401         "Coût maintenance PV (an 1) (€)",
402         "Coût réseau sans pv (an1) (€)"
403     ],
404     "Valeur": [
405         pv_cap.X,
406         bat_cap.X,
407         inv_cap.X,
408         capex_pv.getValue(),
409         capex_bat.getValue(),
410         capex_inv.getValue(),
411         remplacement_batt.getValue(),
412         remplacement_inv.getValue(),
413         opex_tot.getValue(),
414         m.ObjVal,
415         achat_a1,
416         injection_a1,
417         maintenance_a1,

```

```

418         reseau_sans_pv_an1
419     ]
420 })
421 print(resume_economique)
422
423
424 # %%
425 # Extraction des données horaires de l'année 1
426 resultats_horaires = pd.DataFrame({
427     "Heure": list(range(len(conso))),
428     "Conso_h (kWh)": conso,
429     "Prod PV brute_h (kWh)": [pv_unit[t] * pv_cap.X for t in range(len(conso))],
430     "Prod autoconsommée_h (kWh)": [p_pv[0, t].X for t in range(len(conso))],
431     "Injection_h (kWh)": [p_inj[0, t].X for t in range(len(conso))],
432     "Prélèvement réseau_h (kWh)": [p_reseau[0, t].X for t in range(len(conso))],
433     "Charge batterie_h (kWh)": [p_bat_charge[0, t].X for t in range(len(conso))],
434     "Décharge batterie_h (kWh)": [p_bat_decharge[0, t].X for t in range(len(conso))],
435     "SOC batterie_h (kWh)": [soc[0, t].X for t in range(len(conso))],
436     "PV perdue_h (kWh)": [p_pv_perdue[0, t].X for t in range(len(conso))]
437 })
438 print(resultats_horaires.head())
439
440
441 # %%
442 # Création d'une colonne "Jour"
443 resultats_horaires["Jour"] = resultats_horaires["Heure"] // 24 + 1
444
445 # Agrégation journalière
446 flux_journalier = resultats_horaires.groupby("Jour").agg({
447     "Conso_h (kWh)": "sum",
448     "Prod PV brute_h (kWh)": "sum",
449     "Prod autoconsommée_h (kWh)": "sum",
450     "Charge batterie_h (kWh)": "sum",
451     "Décharge batterie_h (kWh)": "sum",
452     "SOC batterie_h (kWh)": "mean"
453 }).reset_index()
454 print(flux_journalier.head())
455
456 # %%
457 # Création d'une colonne "mois"
458 resultats_horaires["Mois"] = resultats_horaires["Heure"] // (24 * 30) + 1
459
460 # Valeur mensuelle
461 flux_mensuel = resultats_horaires.groupby("Mois").agg({
462     "Conso_h (kWh)": "sum",
463     "Prod PV brute_h (kWh)": "sum",
464     "Prod autoconsommée_h (kWh)": "sum",
465     "Charge batterie_h (kWh)": "sum",
466     "Décharge batterie_h (kWh)": "sum",
467     "SOC batterie_h (kWh)": "mean"
468 }).reset_index()
469 print(flux_mensuel.head())
470
471 # %%

```

```

472 # Coûts mensuels (an 1)
473 df_mensuel = resultats horaires.copy()
474 df_mensuel["Mois"] = df_mensuel["Heure"] // (24 * 30) + 1 # approx. 30 jours/mois
475
476 mensuel = df_mensuel.groupby("Mois").agg({
477     "Prélèvement réseau_h (kWh)": lambda x: (x * prix_achat).sum(),
478     "Injection_h (kWh)": lambda x: (x * prix_inj).sum(),
479     "Conso_h (kWh)": lambda x: (x * prix_achat).sum()
480 }).rename(columns={
481     "Prélèvement réseau_h (kWh)": "Coût prélèvement_m (€)",
482     "Injection_h (kWh)": "Revenu injection_m (€)",
483     "Conso_h (kWh)": "Coût prélèvement sans PV_m (€)"
484 })
485 mensuel["Coût prélèvement_m (€)"] += cout_fixe_reseau_m
486 mensuel["Coût prélèvement sans PV_m (€)"] += cout_fixe_reseau_m
487
488 print(mensuel)
489
490 # %%
491 # Résumé annuel 25 ans
492
493 resume_annuel = []
494
495 for a in A:
496     facteur_actu = 1 / ((1 + taux_actu) ** a)
497     prod_pv_a = sum(pv_unit[t] * pv_cap.X * (deg_pv_h ** (a * len(T) + t)) for t in T)
498     auto_a = sum(p_pv[a, t].X for t in T)
499     inj_a = sum(p_inj[a, t].X for t in T)
500     reseau_a = sum(p_reseau[a, t].X for t in T)
501     charge_a = sum(p_bat_charge[a, t].X for t in T)
502     decharge_a = sum(p_bat_decharge[a, t].X for t in T)
503     soc_moy_a = sum(soc[a, t].X for t in T) / len(T)
504     conso_totale_a = sum(conso[t] for t in T)
505     pv_perdue_a = sum(p_pv_perdue[a, t].X for t in T)
506
507     cout_reseau_a = (reseau_a * prix_achat + cout_fixe_reseau_a) * facteur_actu
508     revenu_inj_a = inj_a * prix_inj * facteur_actu
509     maintenance_actu_a = pv_cap.X * cout_maintenance * facteur_actu
510     cout_reseau_sans_pv_a = (conso_totale_a * prix_achat + cout_fixe_reseau_a) *
facteur_actu
511     resume_annuel.append({
512         "Année": a + 1,
513         "Consommation_a (kWh)": conso_totale_a,
514         "Prod PV dégradée_a (kWh)": prod_pv_a,
515         "Autoconsommation_a (kWh)": auto_a,
516         "Injection_a (kWh)": inj_a,
517         "Prélèvement réseau_a (kWh)": reseau_a,
518         "Charge batterie_a (kWh)": charge_a,
519         "Décharge batterie_a (kWh)": decharge_a,
520         "SOC moyen_a (kWh)": soc_moy_a,
521         "PV perdue_a (kWh)": pv_perdue_a,
522         "Coût prélèvement actualisé_a (€)": cout_reseau_a,
523         "Revenu injection actualisé_a (€)": revenu_inj_a,
524         "Maintenance actualisée_a (€)": maintenance_actu_a,

```

```

525         "Coût prélèvement sans PV_a (€)": cout_reseau_sans_pv_a
526     })
527
528 df_annuel = pd.DataFrame(resume_annuel)
529 print(df_annuel.head())
530
531 # %%
532 # Résumé économique cumulé
533 cout_total_optimise = m.ObjVal
534
535 total_reseau = df_annuel["Coût prélèvement actualisé_a (€)"].sum()
536 total_injection = df_annuel["Revenu injection actualisé_a (€)"].sum()
537 total_maintenance = df_annuel["Maintenance actualisée_a (€)"].sum()
538
539 opex_total_actualise = total_reseau - total_injection + total_maintenance
540
541 capex_total = capex_pv.getValue() + capex_bat.getValue() + capex_inv.getValue()
542
543 # Coût sans PV (toute la conso prélevée)
544 cout_sans_pv = df_annuel["Coût prélèvement sans PV_a (€)"].sum()
545
546 resume_cumule = pd.DataFrame({
547     "Élément": [
548         "Coût total optimisé (CAPEX + OPEX)",
549         "Coût prélèvement actualisé (25 ans)",
550         "Revenu injection actualisé (25 ans)",
551         "Maintenance actualisée (25 ans)",
552         "Remplacement batterie et onduleur",
553         "OPEX actualisé sans remplacement",
554         "Opex global",
555         "CAPEX Investissement initial",
556         "Coût référence réseau seul sans pv (actualisé)"
557     ],
558     "Valeur (€)": [
559         cout_total_optimise,
560         total_reseau,
561         total_injection,
562         total_maintenance,
563         remplacement_total.getValue(),
564         opex_total_actualise,
565         opex_tot.getValue(),
566         capex_total,
567         cout_sans_pv
568     ]
569 })
570 print(resume_cumule)
571
572 # %%
573 # Calcul des différents LCOE
574
575 # Énergie totale sur 25 ans
576 energie_conso_tot = df_annuel["Consommation_a (kWh)"].sum()
577 energie_pv_tot = df_annuel["Prod PV dégradée_a (kWh)"].sum()
578 energie_autoconsommee_tot = df_annuel["Autoconsommation_a (kWh)"].sum()

```

```

579 energie_decharge_tot = df_annuel["Décharge batterie_a (kWh)"].sum()
580 energie_reseau_tot = df_annuel["Prélèvement réseau_a (kWh)"].sum()
581 energie_perdue = df_annuel["PV perdue_a (kWh)"].sum()
582 energie_injection = df_annuel["Injection_a (kWh)"].sum()
583
584 # LCOE conso = coût total / consommation totale
585 lcoe_conso = m.ObjVal / (energie_conso_tot)
586
587 # LCOE prod = (coût total - coût réseau) / production PV
588 cout_reseau_tot = df_annuel["Coût prélèvement actualisé_a (€)"].sum()
589 revenu_injection_tot = df_annuel["Revenu injection actualisé_a (€)"].sum()
590
591 lcoe_prod = (m.ObjVal - cout_reseau_tot + revenu_injection_tot) / (energie_pv_tot)
592
593 # LCOE système = coût total / (prod PV + prélèvement réseau)
594 energie_totale_en_jeu = energie_pv_tot + energie_reseau_tot
595 lcoe_systeme = m.ObjVal / (energie_totale_en_jeu)
596
597 # LCOE pondéré (pondération énergétique entre PV et réseau)
598 alpha_pv = lcoe_prod
599 alpha_reseau = cout_reseau_tot / energie_reseau_tot
600 alpha_injection = revenu_injection_tot / energie_injection
601 beta_pv = energie_pv_tot / energie_conso_tot
602 beta_reseau = energie_reseau_tot / energie_conso_tot
603 beta_injection = energie_injection / energie_conso_tot
604 lcoe_pondere = beta_pv * alpha_pv + beta_reseau * alpha_reseau - alpha_injection *
    beta_injection
605
606 alpha_pv = lcoe_prod
607 alpha_reseau = cout_reseau_tot / energie_reseau_tot
608 beta_pv = energie_pv_tot / energie_totale_en_jeu
609 beta_reseau = energie_reseau_tot / energie_totale_en_jeu
610 alpha_injection = revenu_injection_tot / energie_injection
611 beta_injection = energie_injection / energie_totale_en_jeu
612 lcoe_pondere2 = beta_pv * alpha_pv + beta_reseau * alpha_reseau - alpha_injection *
    beta_injection
613
614 # LCOE conso sans PV
615 lcoe_conso_sans_pv = cout_sans_pv / energie_conso_tot
616 # Résumé dans un DataFrame
617 indicateurs_lcoe = pd.DataFrame({
618     "Indicateur": [
619         "LCOE conso (€/kWh)",
620         "LCOE prod (€/kWh)",
621         "LCOE système (€/kWh)",
622         "LCOE pondéré (€/kWh)",
623         "LCOE pondéré 2 (€/kWh)",
624         "LCOE conso sans pv (€/kWh)"
625     ],
626     "Valeur": [
627         lcoe_conso,
628         lcoe_prod,
629         lcoe_systeme,
630         lcoe_pondere,

```

```

631         lcoe_pondere2,
632         lcoe_conso_sans_pv
633     ]
634 })
635 print(indicateurs_lcoe)
636
637
638 # %%
639 # NPV du projet PV+batterie (vs. réseau seul)
640
641 npv_cashflows = []
642
643 for a in range(25):
644     facteur_actu = 1 / ((1 + taux_actu) ** (a + 1)) # a+1 car CAPEX est payé en année 0
645
646     conso_ref = df_annuel["Coût prélèvement sans PV_a (€)"][a]
647     cout_prel = df_annuel["Coût prélèvement actualisé_a (€)"][a]
648     revenu_inj = df_annuel["Revenu injection actualisé_a (€)"][a]
649     maintenance = df_annuel["Maintenance actualisée_a (€)"][a]
650
651     economie = conso_ref - (cout_prel - revenu_inj + maintenance)
652
653     npv_cashflows.append(economie)
654
655 # CAPEX initial = PV + batt + inv + raccordement
656 capex_initial = capex_pv.getValue() + capex_bat.getValue() + capex_inv.getValue() +
657     remplacement_total.getValue()
658
659 npv_totale = sum(npv_cashflows) - capex_initial
660
661 # %%
662 # ROI = Bénéfice net / Investissement initial
663 roi = npv_totale / capex_total
664 roi_net_pct = roi * 100 # en pourcentage
665
666
667 # %%
668 # Payback Time (analytique) = investissement / cashflow annuel moyen
669 moyenne_flux = sum(npv_cashflows) / 25
670 payback_analytique = capex_total / moyenne_flux
671 import numpy as np
672
673 flux_cumules = np.cumsum(npv_cashflows)
674
675 for t in range(len(flux_cumules)):
676     if flux_cumules[t] >= capex_total:
677         if t == 0:
678             payback_reel = 0
679         else:
680             delta = (capex_total - flux_cumules[t-1]) / (flux_cumules[t] - flux_cumules[t-
681 1])
682             payback_reel = (t) + delta
682         break

```

```

737
738 with pd.ExcelWriter(chemin_export, engine="openpyxl") as writer:
739     resultats_horaires.to_excel(writer, sheet_name="Résultats horaires", index=False)
740     flux_journalier.to_excel(writer, sheet_name="Flux journaliers", index=False)
741     flux_mensuel.to_excel(writer, sheet_name="Flux mensuels", index=False)
742     mensuel.to_excel(writer, sheet_name="Coûts mensuels", index=True)
743     df_annuel.to_excel(writer, sheet_name="Résumé annuel 25 ans", index=False)
744     resume_economique.to_excel(writer, sheet_name="Résumé économique an 1", index=False)
745     resume_cumule.to_excel(writer, sheet_name="Coûts cumulés 25 ans", index=False)
746     indicateurs_lcoe.to_excel(writer, sheet_name="Indicateurs LCOE", index=False)
747     resume_npv.to_excel(writer, sheet_name="NPV et ROI", index=False)
748     resume_ratios.to_excel(writer, sheet_name="Ratios énergétiques", index=False)
749
750 print(f"✅ Fichier Excel exporté : {chemin_export}")
751
752
753 # %%

```

UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN
Louvain School of Management

Place des Doyens, 1 bte L2.01.01, 1348 Louvain-la-Neuve
Boulevard Emile Devreux 6, 6000 Charleroi, Belgique
Chaussée de Binche 151, 7000 Mons, Belgique
www.uclouvain.be/lsm