

Optimisation d'un micro-réseau aéroportuaire

Camille BERGOUIGNOUX^{1,2}, Santiago SUAREZ¹, Xavier ROBOAM¹, Bruno SARENI¹, Katia BESNARD²

¹LAPLACE, Université de Toulouse, CNRS, INPT, Toulouse, France

²Aéroport de Toulouse Blagnac, Blagnac, France

RÉSUMÉ – Le réseau d'énergies de l'Aéroport de Toulouse-Blagnac a pour objectif de devenir neutre en émissions de dioxyde de carbone et le plus autonome possible : pour y tendre sur le plan électrique, une optimisation technico-économique est menée et présentée dans cette contribution, utilisant une centrale photovoltaïque, un stockage par batterie lithium-ion et conservant une connexion au réseau national d'électricité. L'intérêt de cumuler plusieurs ressources énergétiques renouvelables, ie. coupler photovoltaïque et éolien, est aussi évoqué. Les bilans financiers obtenus semblent dissuasifs, mais les indicateurs d'autonomie énergétique et les perspectives d'amélioration du modèle sont encourageants.

MOTS-CLÉS – micro-réseau électrique, Energy Management System, optimisation technico-économique, plateforme aéroportuaire, autonomie, Mixed-Integer Linear Programming.

INTRODUCTION

L'activité aérienne contribue de façon non négligeable au réchauffement climatique : elle est responsable de 2 à 3 % des émissions mondiales en CO₂ [1], et de 1,5 % des émissions en France en 2019 [2]. Afin de rendre ce mode de transport plus durable, il est nécessaire d'impliquer tous les acteurs, et notamment les aéroports. Certains, comme ceux de Cochin [4] et Athènes, misent sur un raccordement en autoconsommation d'installations de production en énergies renouvelables. Le couplage entre plusieurs vecteurs énergétiques et l'alternance entre stockage saisonnier et journalier, au coût le plus bas et favorisant la résilience et l'autonomie des plateformes, sont aussi étudiés [3].

Dans le cadre de sa politique de décarbonation et de sa participation au Projet Européen Stargate¹, l'Aéroport de Toulouse-Blagnac propose de modéliser son micro-réseau énergétique en considérant tous les vecteurs présents sur sa concession : l'électricité, l'hydrogène et la chaleur. L'objectif du projet est d'optimiser ce micro-réseau selon les critères technique, économique et environnemental tout en tendant vers un système autonome. D'autre part, le micro-réseau se veut projetable, s'inscrivant dans une démarche de réduction des consommations énergétiques, d'intensification de l'électrification et de sobriété.

L'ensemble du micro-réseau étant un système complexe, les différents vecteurs énergétiques sont introduits progressivement pour tendre à une stratégie d'optimisation la plus efficace possible. L'étude présentée ici est relative à la boucle électrique seule, comprenant dans les premiers scénarii une installation photovoltaïque et une batterie de stockage, alimentant les besoins électriques de l'aérogare raccordé au réseau électrique national. Les scénarii suivants intègrent en plus une source de production éolienne.

1. MÉTHODOLOGIE ET CAS D'ÉTUDE

1.1. Hypothèses et scénarii

Le périmètre actif d'une plateforme aéroportuaire évoluant régulièrement, le scope de l'étude a été limité aux bâtiments

considérés comme principaux, à savoir l'Aérogare, la Passerelle² et deux parkings silos réservés aux passagers. Dans le cadre de l'optimisation présentée, les données associées aux consommations énergétiques de l'aéroport sont des variables d'environnement considérées comme connues. A partir de la courbe de charge électrique de 2023, il a été possible d'imaginer une projection de l'évolution de la consommation jusqu'à fin de concession planifiée à 2045 (Figure 1), en prenant comme référence le scénario médian d'électrification imaginé par RTE [5], encouragé par le décret tertiaire [6] et les lois AFIR [7] et LOM [8].

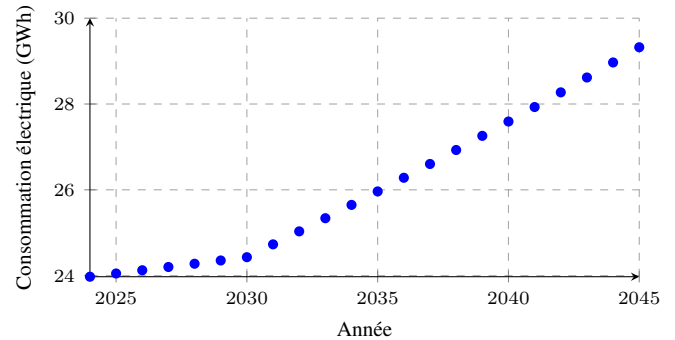


FIG. 1. Projection de l'évolution de la consommation électrique de la plateforme aéroportuaire de Toulouse entre 2024 et 2045

Jusqu'à fin 2024, la plateforme aéroportuaire était exclusivement alimentée par le réseau national d'électricité, dont la connexion est matérialisée par la puissance souscrite $P_{\text{souscrite}}$ de l'abonnement. Cette configuration constitue le scénario de **référence**. Depuis mi-janvier 2025, les besoins sont partiellement approvisionnés par une centrale photovoltaïque de puissance P_{PV} égale à 7 MWc³ ; elle est raccordée en autoconsommation et implantée sous la forme d'ombrières mises en service sur un parking passagers extérieur : il s'agit du **scénario 1**. P_{PV} devient une variable de décision du problème d'optimisation dans le **scénario 3**. Les données de production sont considérées comme connues à l'avance, et normalisées au kWc installé. Des profils de cinq années météorologiques distinctes (2019-2023) sont reproduits sur la période de concession pour apporter de la variabilité sur la plage temporelle de simulation, grâce à l'outil PVGIS⁴ disponible en ligne. Une batterie lithium-ion est utilisée comme vecteur de stockage dans les **scénarii 2, 3, 4 et 5**, dont la capacité C_{batterie} est une donnée fournie en entrée de l'optimisation⁵. D'autre part, une production d'origine éolienne est ajoutée dans les **scénarii 4 et 5**. Son intégration

2. Bâtiment regroupant les services et supports opérationnels et administratifs de l'Aéroport.

3. La puissance crête est la puissance maximale électrique pouvant être produite par les cellules photovoltaïques dans les conditions standards STC.

4. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en, onglet Hourly Data. Les données météorologiques sont extraites des bases SARAH fournies par les satellites géostationnaires européens.

5. Dans la suite du projet, la valeur de capacité de batterie sera associée à

1. <https://www.greendealstargate.eu/>

au micro-réseau est matérialisée dans le **scénario 4** par un Power Purchase Agreement (PPA) physique, où l'électricité produite injectée suit l'intermittence de la ressource et est achetée à un prix fixe. Le nombre d'éolienne(s) utile(s) est une variable de décision dans le **scénario 5**, considérant le(s) turbine(s) comme propriété de l'aéroport. Pour modéliser la production électrique éolienne, le champ de Lezignan-Corbières (Aude) est choisi comme lieu d'implantation⁶ et la courbe de puissance de la turbine VESTAS V90 de puissance unitaire 2 MW est choisie comme référence⁷.

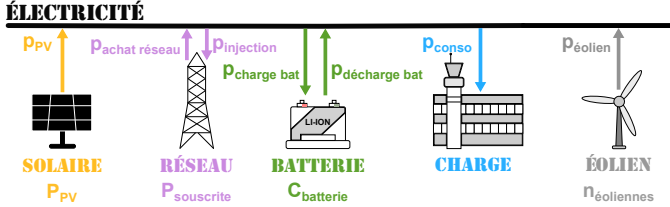


FIG. 2. Représentation du micro-réseau électrique simplifié de l'aéroport

Les différents scénarii observés et analysés dans cette contribution sont les suivants :

- Le scénario de **référence** correspond au cas où seule la connexion au réseau national d'électricité permet d'alimenter la plateforme.
- Le scénario **1** ajoute la centrale photovoltaïque de puissance P_{PV} égale à 7 MWc raccordée en autoconsommation au micro-réseau. La réinjection au réseau de l'électricité non consommée aux heures de pointe de production est possible mais n'est pas identifiée comme recette dans le bilan financier.
- Le scénario **2** couple une solution de stockage à la centrale solaire. Différentes échelles de stockage sont testées : 2 000, 20 000 et 200 000 kWh.
- Le scénario **3** intègre un degré de liberté supplémentaire au scénario **2** : P_{PV} est désormais une variable de décision de l'optimisation.
- Le scénario **4** introduit un PPA éolien au micro-réseau du scénario **3**. La quantité d'électricité d'origine éolienne, nouvelle variable d'optimisation, est achetée à un prix fixe, éventuellement stockable et réinjectable sur le réseau sans garantie d'achat.
- Dans le scénario **5**, l'aéroport n'est plus soumis à un PPA éolien mais devient propriétaire de $n_{éoliennes}$, nouvelle variable de décision. Les mêmes hypothèses régulant la gestion énergétique du scénario **4** s'appliquent ici.

L'Energy Management System (EMS), caractérisant l'évolution des flux énergétiques à chaque pas de temps de simulation, et le dimensionnement, représenté selon les scénarii par P_{PV} , $P_{souscrite}$ et $n_{éoliennes}$, sont à ce stade optimisés au sein d'une même boucle ("all in one").

1.2. Construction de la boucle d'optimisation

Les modèles utilisés étant linéaires ou linéarisés, une optimisation en Mixed Integer Linear Programming (MILP) est implémentée.

une boucle de recherche dichotomique. Le vieillissement de la batterie est pris en compte, mais cette partie ne sera pas développée ici.

6. Les vitesses horaires de vent sont extraites de la base Météo France sur plusieurs années (2010 à 2015 et 2020 à 2022) afin de favoriser la fluctuation de la production liée à son intermittence <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/donnees-climatologiques-de-base-horaires/>.

7. La courbe est disponible sur <https://fr.wind-turbine-models.com/>.

La fonction objectif (FO) consiste à minimiser la Valeur Actuelle Nette (VAN), définie par :

$$VAN = \sum_{y=1}^{n_y} \frac{C_y^i + C_y^o}{(1 + \tau)^{y-1}} - \frac{C^{salvage}}{(1 + \tau)^{n_y-1}} \quad (1)$$

avec n_y la durée de vie du projet ; C_y^i le coût d'investissement total relatif à l'achat d'équipements (centrale photovoltaïque pour les scénarii 1 à 5, batterie pour les scénarii 2 à 5, éolienne dans le scénario 5) à l'année y ; C_y^o les dépenses d'exploitation et factures énergétiques de l'année y ; τ le taux d'actualisation⁸ ; $C^{salvage}$ la valeur résiduelle de la batterie à la fin du projet. Pour chaque scénario s , $\Delta VAN_{référence} = VAN^s - VAN^{référence}$ indique la rentabilité de ce dernier par rapport à la configuration de référence (100 % réseau) sur la durée de vie du projet.

Concernant les coûts C_y^o , ils sont définis par :

$$C_y^o = \sum_{e \in E} C_y^{o,e} + C_y^{o,fourniture} + C_y^{o,dépassement} \quad (2)$$

où $C_y^{o,e}$ correspondent aux dépenses d'opération et de maintenance des équipements de E l'ensemble {centrale photovoltaïque ; batterie ; éolienne} ; $C_y^{o,fourniture}$ aux coûts annuels d'achat de fourniture électrique ; $C_y^{o,dépassement}$ aux frais de dépassement à $P_{souscrite}$. D'autre part :

$$C_y^{o,fourniture} = A + T + (A_{P_{souscrite}} + T_{P_{souscrite}}) \cdot P_{souscrite} + \sum_{h=1}^{n_h} (PU_{électron+marché \text{ de capacité}} + A_h + T_h) \cdot p_{achat \text{ réseau},h} \cdot \Delta h \quad (3)$$

avec A la part annuelle fixe des frais d'acheminement de fourniture électrique, à laquelle sont associées les taxes T ; $A_{P_{souscrite}}$ la part annuelle des frais d'acheminement relative à $P_{souscrite}$, à laquelle sont associées les taxes $T_{P_{souscrite}}$; $PU_{électron+marché \text{ de capacité}}$ le prix fixe de l'électron consommé intégrant la souscription au marché de capacité, A_h la part variable associée à l'acheminement et T_h la part variable associée aux taxes ; $p_{achat \text{ réseau},h}$ la puissance soustraite au réseau au pas de temps h pendant l'intervalle Δh , correspondant dans cette étude à une heure. La somme $T + T_{P_{souscrite}} \cdot P_{souscrite} + \sum_{h=1}^{n_h} T_h \cdot p_{achat \text{ réseau},h} \cdot \Delta h$ représente l'ensemble des taxes CTA_y⁹ et CSPE_y¹⁰ appliquées à l'achat de fourniture sur l'année y . Le terme $A + A_{P_{souscrite}} \cdot P_{souscrite} + \sum_{h=1}^{n_h} A_h \cdot p_{achat \text{ réseau},h} \cdot \Delta h$ regroupe les composantes du TURPE_y¹¹ associées aux consommations sur l'année y . Le tarif moyen, tenant compte du coût de l'électron, de son acheminement et des taxes, s'élève à **112 euros** du mégawattéur électrique. De plus :

$$C_y^{o,dépassement} = 0,24 \cdot \sum_{h=1}^{n_h} b_{i,h} \cdot \sqrt{p_{achat \text{ réseau},h} - P_{souscrite}} \quad (4)$$

où le coefficient pondérateur $b_{i,h}$, défini par le fournisseur d'électricité, pénalise les dépassements à la puissance souscrite. Cette relation a été linéarisée et devient :

$$C_y^{o,dépassement} = 0,24 \cdot \sum_{h=1}^{n_h} b_{i,h} \cdot (\alpha \cdot X_h + \beta \cdot D_h) \quad (5)$$

8. Cet indicateur permet d'estimer la valeur actuelle des futurs flux financiers d'une entreprise.

9. Contribution Tarifaire d'Acheminement.

10. Contribution au Service Public de l'Électricité.

11. Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité.

avec $X_h \geq p_{achat\ réseau,h} - P_{souscrite}$ ($X_h \geq 0 \forall h$); les coefficients de régression linéaire α et β estimés pour un dépassement maximal autorisé de 1 000 kW; D_h la variable binaire indiquant la présence de dépassement¹².

Lorsqu'un actif est exploitable après la durée de vie d'un projet, sa valeur résiduelle est estimable et proportionnelle à son potentiel valorisable. Les centrales photovoltaïque et éolienne sont considérées comme fonctionnelles sur la totalité de la plage temporelle simulée, a contrario des batteries de stockage, dont le calcul de $C^{salvage}$ est détaillé dans les équations 8 et 9. Enfin, la réinjection d'électricité au réseau est numériquement possible : le tarif de revente est fixé à 7 euros du mégawatt, montant faible en regard des contrats actuels souscrits auprès d'agrégateurs mais qui sera réactualisé à l'avenir.

1.3. Modèles énergétiques

Batterie Lithium-ion

L'état de charge de la batterie, ou SoC, évolue au pas de temps horaire selon l'équation 6 :

$$SoC(h+1) = SoC(h) - \frac{\left(\frac{p_{décharge\ bat.,h}}{\eta} - p_{charge\ bat.,h} \cdot \eta\right) \cdot \Delta h}{C_{batterie}} \quad (6)$$

avec $p_{charge\ bat.,h}$ et $p_{décharge\ bat.,h}$ les flux de charge et de décharge de la batterie; η le rendement paramétré à 98 %; Δh valant 1 heure; $C_{batterie}$ la valeur de capacité de batterie installée. L'état de charge, compris entre 20 % et 80 % tout au long de la durée simulée, satisfait les conditions initiales et finales suivantes :

$$SoC(h=0) = 50 \% \text{ et } SoC(h = n_y \cdot n_h) \geq SoC(h=0) \quad (7)$$

Comme mentionné dans l'équation 1 et rappelé en fin de section 1.2, la durée de vie du projet et d'une batterie ne correspondent pas, impliquant le remplacement de l'équipement de stockage. Ce dernier est directement corrélé à l'état de santé de la batterie : le SoH évolue entre 100 % et 60 %, seuil au-dessous duquel la batterie est renouvelée. Un facteur résiduel γ est alors défini par :

$$\gamma = \frac{SoH_{final} - SoH_{remplacement}}{SoH_{initial} - SoH_{remplacement}} = \frac{SoH_{final} - 0,6}{0,4} \quad (8)$$

La valeur résiduelle $C^{salvage}$ de la batterie est alors décrite par :

$$C^{salvage} = \gamma \cdot C_{batterie} \cdot C^{o,batterie} \quad (9)$$

où $C^{o,batterie}$ coïncide avec le montant d'achat d'un kilowatt de batterie.

Gestion d'équilibre

A chaque pas de temps de simulation h , les flux énergétiques doivent respecter la contrainte d'équilibre suivante :

$$p_{conso,h} - p_{PV,h} + p_{charge\ bat.,h} - p_{décharge\ bat.,h} - p_{achat\ réseau,h} + p_{injection,h} = 0 \quad (10)$$

Indicateur d'autonomie énergétique théorique

Un indicateur d'autonomie énergétique théorique $\tau_{autonomie}$ donne le potentiel de couverture des besoins électriques par les ressources renouvelables, dans le cas où la totalité des productions serait autoconsommée :

$$\tau_{autonomie} = \frac{\sum_{h=1}^{n_h \cdot n_y} (p_{PV,h}^s + p_{éolien,h}^s)}{\sum_{h=1}^{n_h \cdot n_y} p_{conso,h}^s} \quad (11)$$

12. La méthode du BIG-M, fixé à 10 000, est utilisée pour cette configuration. L'ajout de variables binaires étant coûteux en temps CPU, une démarche est initiée pour les retirer du modèle mais ne sera pas abordée ici.

Taux d'autonomie vis à vis du réseau

Un indicateur d'autonomie énergétique vis à vis du réseau τ_{share} est calculé à l'issue de chaque scénario s :

$$\tau_{share} = 1 - \frac{\sum_{h=1}^{n_h \cdot n_y} p_{achat\ réseau,h}^s}{\sum_{h=1}^{n_h \cdot n_y} p_{conso,h}^s} \quad (12)$$

Contrairement à $\tau_{autonomie}$ qui ne donne qu'un ordre d'idée de la capacité des sources renouvelables par rapport à l'énergie consommée, τ_{share} donne une indication précise de l'autonomie offerte, de façon couplée, par les sources renouvelables, de stockage et l'efficacité de leur gestion par EMS : c'est donc un indicateur clé de l'autonomie vis à vis de l'appel au réseau public.

1.4. Paramètres de simulation

Les données technico-économiques utilisées dans les simulations sont répertoriées dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 1. Paramètres de simulation utilisés

Δh	Pas de temps de simulation	1 heure
n_y	Nombre d'années simulées	22 ans
τ	Taux d'actualisation	4,5 %
$C_y^{i,batterie}$	Coût d'achat d'une batterie	300 €/kWh
$C_y^{o,batterie}$	Coût d'exploitation et de maintenance d'une batterie	6,4 €/kWh/an
η	Rendement de conversion de la batterie	98 %
$C_y^{i,PV}$	Coût d'achat d'une ombrière photovoltaïque	1 023 €/kWc
$C_y^{o,PV}$	Coût d'exploitation et de maintenance d'une ombrière photovoltaïque	10 €/kWc/an
$C_y^{i,éolien}$	Coût d'achat d'une turbine éolienne	2 000 €/kW
$C_y^{o,éolien}$	Coût d'exploitation et de maintenance d'une turbine éolienne	50 €/kW/an
$PU_{élect.}$	Tarif de l'électron avec prise en compte du marché de capacité	83,17 €/MWh
$\alpha ; \beta$	Coefficients issus de la linéarisation des coûts de dépassement	0,016; 15,811

2. RÉSULTATS

Les simulations sont réalisées sur 22 années, entre début 2024 et fin 2045. Le solveur utilisé pour l'optimisation par MILP est Gurobi¹³.

2.1. Scénarii 1 à 3

La seule ressource renouvelable considérée ici est l'énergie photovoltaïque. Comme précisé précédemment, les scénarii 2 et 3 intègrent plusieurs capacités de stockage : 2 000, 20 000 et 200 000 kWh. Ces valeurs volontairement très disparates permettent de mieux percevoir les tendances vis-à-vis des indicateurs technico-économiques. Le dimensionnement résultant de l'optimisation, les taux de couverture par les renouvelables s'y rattachant et les résultats financiers en découlant sont donnés en Tableaux 2a et 2b.

Sur l'aspect financier, la centrale photovoltaïque en auto-consommation sans stockage (scénario 1) est facilement rentabilisée : son installation est traduite par un temps de retour sur investissement d'environ **10 ans** par rapport à la référence, pour une couverture de **27 %** des besoins électriques du micro-réseau.

A contrario, l'augmentation de capacité de stockage est trop coûteuse pour être rentable au regard des économies directes réalisées sur l'achat de fourniture (scénarii 2 et 3). Lorsqu'elle est une variable d'optimisation (scénario 3), la puissance photovoltaïque installée croît conjointement avec la capacité de la

13. <https://www.gurobi.com/>

TABLEAU 2. Dimensionnement optimisé, indicateurs et résultats financiers

Scénario	Référence	1	2	
$C_{batterie}$	-	-	2 000	20 000
P_{PV} [kWc]	-	-	7 000	
$P_{souscrite}$ [kW]	4 370	3 927	3 598	3 034
τ_{share} [%]	-	27	28	30
$\tau_{autonomie}$ [%]	-	-	31	
VAN [€]	40 626 088	38 105 756	39 525 531	48 752 410
$C_{salvage}$ [€]	-	-	49 228	1 838 177
$\Delta VAN_{référence}$ [€]	-	- 2 520 332	- 1 100 557	+ 8 126 322

(a) Scénarii Référence, 1 et 2 (1/2)

Scénario	2	3		
$C_{batterie}$	200 000	2 000	20 000	200 000
P_{PV} [kWc]	7 000	6 202	8 656	16 165
$P_{souscrite}$ [kW]	2 770	3 584	2 953	2 212
τ_{share} [%]	31	26	36	68
$\tau_{autonomie}$ [%]	31	28	39	72
VAN [€]	112 498 166	39 307 667	49 916 429	125 507 402
$C_{salvage}$ [€]	2 013 470	100 784	1 103 247	15 203 319
$\Delta VAN_{référence}$	+ 71 872 078	- 1 318 421	+ 9 290 341	+ 84 881 314

(b) Scénarii 2 (2/2) et 3

batterie, à l'inverse de la puissance souscrite : le micro-réseau s'efface petit à petit du réseau national, phénomène illustré par l'augmentation progressive de τ_{share} (Tableau 2b).

2.2. Focus sur le scénario 3

Un criblage sur la capacité $C_{batterie}$ a été réalisé, dans l'objectif d'encadrer la valeur optimale de la fonction objectif : comme le montre la Figure 3, elle n'admet pas de minimum à ce stade de construction du modèle. Il est à noter que les situations intégrant une batterie de capacité inférieure à **3 500 kWh** retournent un bilan net actualisé **inférieur** à celui du scénario de référence, $VAN_{référence}$.

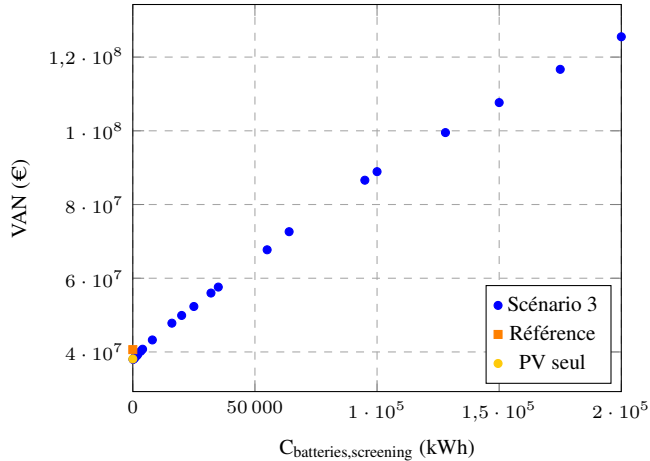


FIG. 3. Évolution de la VAN en fonction de la capacité des batteries testées

À défaut d'aboutir à une solution optimale, augmenter la capacité de stockage permet de "lisser la charge" sur certaines périodes, autrement dit de maintenir le soutirage d'électricité à une valeur stable, proche de la puissance souscrite comme illustré en Figure 4 : cela contribue à réduire les pics (Peak Shaving).

De façon connexe, l'augmentation de la capacité de stockage permet de tendre vers un micro-réseau plus autonome : toutefois, comme visible sur la Figure 5, une autonomie énergétique excédant 75 % sera difficile à atteindre avec des batteries seules. Afin de stabiliser l'intermittence saisonnière du photovoltaïque

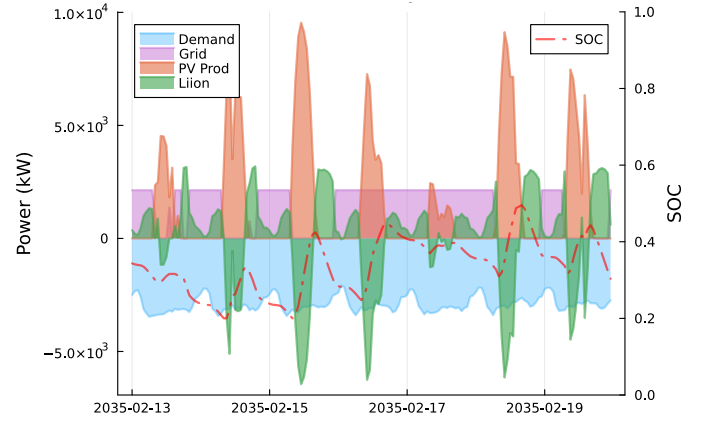


FIG. 4. Energy Management System extrait sur une semaine d'hiver de la 12^{ème} année simulée pour une batterie de 200 000 kWh. La courbe en violet, représentant le soutirage au réseau, est stabilisée autour de 2 200 kW, valeur proche de $P_{souscrite}$ obtenue par optimisation.

et de réduire les besoins en stockage, l'ajout d'une autre ressource renouvelable est étudié dans les scénarii 4 et 5.

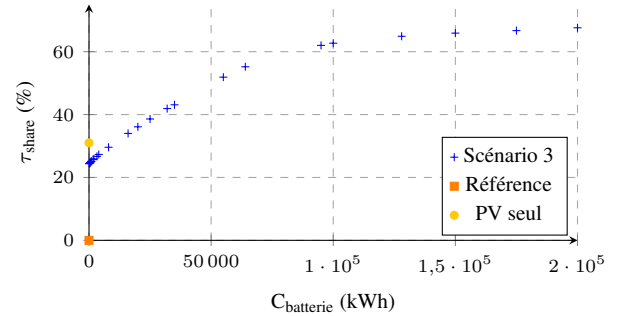


FIG. 5. Évolution de l'autonomie énergétique en fonction du stockage électrique installé

2.3. Scénarii 4 et 5

Dans cette partie, les ressources photovoltaïque et éolienne sont prises en compte. Dans le cadre du PPA, un tarif de 60 euros (scénario 4.a) puis de 80 euros (scénario 4.b) du mégawatt-heure électrique à provenance éolienne est appliqué. Dans le cas où l'aéroport est propriétaire de $n_{éoliennes}$, il doit compter 2 000 euros d'investissement et 50 euros de frais annuels d'exploitation et de maintenance par kilowatt installé, données extraites du rapport [9] émis par la CRE¹⁴. Comme observé dans les Tableaux 3a, 3b et 3c, τ_{share} est grandement amélioré par l'introduction de la ressource éolienne, tout comme le bilan économique. À capacité de batterie équivalente, le PPA devient plus intéressant que l'achat de turbine(s) dès lors que le tarif de la molécule est **inférieur à 80 euros** du mégawatt-heure. Les résultats financiers des scénarii 4 et 5 sont plus satisfaisants que ceux en sortie du scénario 3 : le couplage entre production électrique d'origine photovoltaïque et éolienne permet de tendre vers une autonomie moins coûteuse en stockage (la limitation de l'intermittence admise par l'éolien est illustrée par la Figure 6), tout en assurant le nivellement des pics de consommation sur certaines périodes.

3. CONCLUSION

Le micro-réseau de l'aéroport de Toulouse étant complexe de par la diversité des vecteurs énergétiques (électricité, hydrogène, chaleur), des usages et le champ des implantations, il fait l'objet

14. Commission de Régulation de l'Énergie.

TABLEAU 3. Dimensionnement optimisé, indicateurs et résultats financiers

Scénario	4.a		
C_{batterie}	2 000	20 000	200 000
P_{PV} [kWc]	3 113	5 152	9 641
$P_{\text{souscrite}}$ [kW]	3 466	2 753	1 804
$n_{\text{éoliennes}}$	2 éoliennes de 2 MW		
τ_{share} [%]	45	55	76
$\tau_{\text{autonomie}}$ [%]	53	62	82
VAN [€]	36 781 735	46 484 516	116 752 370
C_{salvage} [€]	84 973	1 514 894	19 043 940
$\Delta \text{VAN}_{\text{référence}}$ [€]	- 3 844 353	+ 5 858 428	+ 76 126 282

(a) Scénario 4.a

Scénario	4.b		
C_{batterie}	2 000	20 000	200 000
P_{PV} [kWc]	4 649	7 082	13 033
$P_{\text{souscrite}}$ [kW]	3 337	2 770	1 828
$n_{\text{éoliennes}}$	1 éolienne de 2 MW		
τ_{share} [%]	38	48	73
$\tau_{\text{autonomie}}$ [%]	40	51	78
VAN [€]	38 530 168	49 127 595	121 929 626
C_{salvage} [€]	99 819	1 080 895	17 332 136
$\Delta \text{VAN}_{\text{référence}}$ [€]	- 1 996 101	+ 9 582 403	+ 81 303 538

(b) Scénario 4.b

Scénario	4.b		
C_{batterie}	2 000	20 000	200 000
P_{PV} [kWc]	4 630	7 047	13 032
$P_{\text{souscrite}}$ [kW]	3 418	2 787	1 834
$n_{\text{éoliennes}}$	1 éolienne de 2 MW		
τ_{share} [%]	38	48	73
$\tau_{\text{autonomie}}$ [%]	40	51	78
VAN [€]	38 111 045	48 482 702	121 610 306
C_{salvage} [€]	119 459	1 166 857	17 274 248
$\Delta \text{VAN}_{\text{référence}}$ [€]	- 2 515 043	+ 7 856 614	+ 80 984 218

(c) Scénario 5

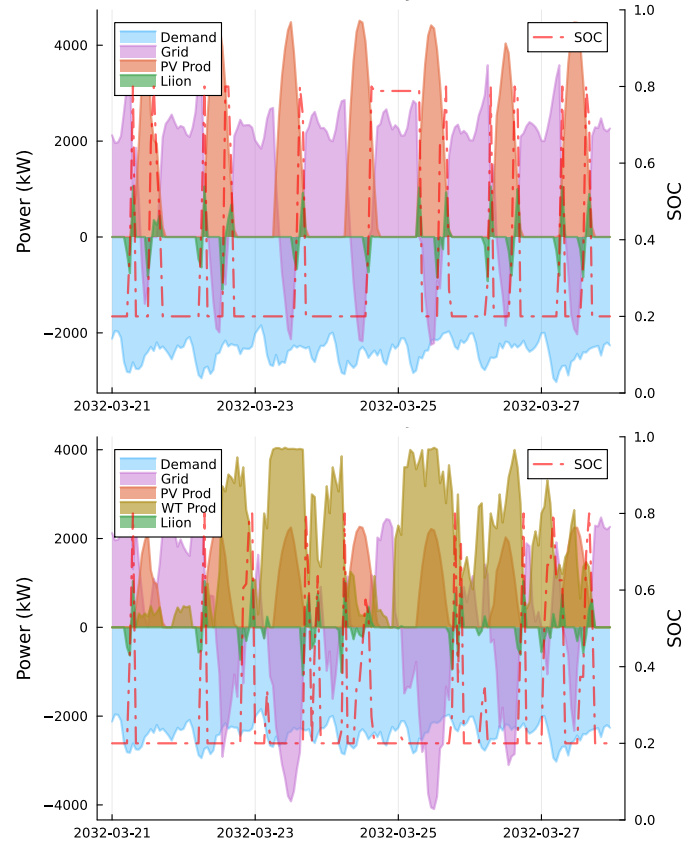


FIG. 6. Energy Management System extrait sur une semaine de printemps de la 9^{ème} année simulée pour une batterie de 2 000 kWh avec le scénario 3 (haut) et le scénario 4.a (bas). L'introduction de la production éolienne, matérialisée par la courbe en marron, favorise l'autonomie de la plateforme sur certains créneaux nocturnes notamment. Le réseau, dont le soutirage est représenté par la partie positive de la courbe en violet, est nettement moins sollicité dans le scénario 4.a.

au premier stade de l'étude d'une modélisation exclusivement électrique, optimisée via une formulation MILP régissant simultanément le dimensionnement et l'EMS. Montrant à ce stade une rentabilité économique peu convaincante, cette optimisation technico-économique sera étendue aux flux d'hydrogène, de chaleur et de froid pour intégrer d'autres solutions de production, de stockage ou de conversion, tels que la géothermie, la cogénération ou le remplacement des groupes électrogènes actuels par des technologies à l'hydrogène.

Concernant l'autonomie énergétique, l'ajout d'une production électrique d'origine éolienne caractérisée par un contrat PPA ou un investissement direct réduit les besoins de capacité de stockage et contribue à la souveraineté de la plateforme. Par la suite, la structure d'optimisation sera challengée, permettant l'intégration de contraintes directement appliquées sur les indicateurs d'autonomie théorique et de couverture des besoins par les énergies renouvelables.

Enfin, cette étude montre l'intérêt économique de la centrale photovoltaïque actuellement raccordée au micro-réseau aéroportuaire. Toutefois, un surplus non consommé serait intéressant à valoriser à l'avenir. La forme de la courbe de consommation électrique est vouée à évoluer par l'apparition de nouveaux besoins, associés notamment à la mobilité côté piste et des passagers : l'enjeu sera de proposer une stratégie de recharge de ces véhicules permettant d'inciter l'utilisation de l'électricité produite in situ.

4. RÉFÉRENCES

- [1] IEA (2023), Tracking Clean Energy Progress 2023, IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>, Licence : CC BY 4.0.

- [2] Le Ministère chargé des Transports et la direction générale de l'Aviation civile, « Les émissions gazeuses liées au trafic aérien en France en 2019 », Octobre 2020, Résumé, p. 2.
- [3] Huangjiang Zhao, Yue Xiang, Yichen Shen, Yongtao Guo, Ping Xue, Wei Sun, Hanhu Cai, Chenghong Gu et Junyong Liu : Resilience assessment of hydrogen-integrated energy system for airport electrification. IEEE Transactions on Industry Applications, 58(2) : 2812–2824, 2022.
- [4] Sreenath Sukumaran et K. Sudhakar : Fully solar powered airport : A case study of Cochin International airport. Journal of Air Transport Management, 62 : 176–188, juillet 2017.
- [5] Réseau de Transport d'Électricité, « Futurs énergétiques 2050 - Principaux résultats - Résumé exécutif », Paris, 2021.
- [6] Décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire, Journal officiel n°0171 du 25 juillet 2019, <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000038812251>.
- [7] Le Parlement Européen et le Conseil de l'Union Européenne, Règlement (UE) 2023 du Parlement Européen et du Conseil sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et abrogeant la directive 2014/94/UE, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/>, Juillet 2023.
- [8] Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (1), Journal officiel n° 0299 du 26 décembre 2019, <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000039666574>.
- [9] Commission de Régulation de l'Énergie, « État des lieux et premiers enseignements tirés à la fin 2023 des résultats et des appels d'offres PPE2 éoliens terrestres et photovoltaïques », Paris, Septembre 2024.