

# ÉVALUATION DE L'ÉQUILIBRE ÉLECTRIQUE DU SCÉNARIO NÉGAWATT 2022 À L'AIDE DU MODÈLE OPEN SOURCE EOLES

**Hippolyte Cédiey**

*CIRED, École polytechnique*

**Philippe Quirion**

*CIRED, CNRS*

**Laure Baratgin**

*CIRED, LMD-IPSL*

**Quentin Bustarret, Nilam De Oliveira-Gill, Quentin Perrier**

*CIRED*

**Célia Escribe**

*CIRED, CMAP*

**Thomas Letz, Thierry Salomon**

*Association négaWatt*

**Behrang Shirazadeh**

*CIRED, Deloitte Economic Advisory*

---

Nous présentons la dernière version du modèle d'optimisation du système énergétique open source Eoles et nous l'utilisons pour évaluer dans quelle mesure le mix énergétique du scénario négaWatt 2022 peut satisfaire la demande d'énergie en France à l'horizon 2050, pour 19 années météorologiques. Nous obtenons que même sans recours aux interconnexions, la demande d'électricité n'excède la production que 3 à 4 heures par an en moyenne, ce qui ne dépasse que de très peu les critères de défaillance du Code de l'énergie. Pour éliminer toute heure de défaillance et assurer les besoins de réserves, une puissance supplémentaire de technologies pilotables de 13,8 GW est nécessaire, soit une augmentation de 39 % par rapport au scénario négaWatt. Nous étudions l'ajout de trois technologies pilotables : turbines à gaz (méthane ou hydrogène) et batteries, qui sont toutes proches en termes de coût total du système énergétique. Par ailleurs, l'équilibre électrique peut être atteint même en réduisant la capacité photovoltaïque sur toitures par rapport au scénario négaWatt. Le gain associé (3,4 Md€/an) est plus élevé que le surcoût entraîné par les capacités pilotables mentionnées ci-dessus (environ 1 Md€/an).

*Mots clés :* énergies renouvelables, système énergétique, scénario énergétique.

---

Les scénarios énergétiques sont largement mobilisés dans les débats politiques, mais leur validité scientifique est difficile à évaluer<sup>1</sup>. En France, le regain d'intérêt pour la planification écologique depuis la sortie de la crise sanitaire et l'ensemble des études prospectives publiées ont suscité un débat politique et public intense sur les questions énergétiques. En particulier, les études RTE (2022), ADEME (2021) et négaWatt (2021), toutes publiées entre octobre 2021 et février 2022, ont amené sur le devant de la scène publique les sujets de mix énergétique.

Alors que les articles publiés dans les revues scientifiques se basent de plus en plus sur des modèles et données en libre accès (Brown *et al.*, 2018a), tel n'est pas le cas des études prospectives les plus influentes en France : bien qu'elles exposent les grandes lignes de leurs calculs et méthodes, la totalité de leurs outils et données est rarement disponible en libre accès, limitant les possibilités d'analyser leur méthode et de reproduire leurs résultats.

Cet article cherche à évaluer, avec le modèle d'optimisation sous contrainte open source Eoles (Cédiey et Ribot, 2024), l'équilibre entre offre et demande d'énergie (électricité, hydrogène, méthane) du scénario négaWatt 2022. Ce dernier est un scénario de transition énergétique systémique pour la France à l'horizon 2050, qui intègre de nombreuses dimensions : logements, usage des sols, agriculture, disponibilités en matériaux, transports, avec un équilibre entre offre et demande de matériaux et d'énergie, notamment d'électricité. Le scénario de transition présenté par l'association négaWatt comprend une trajectoire, décrite année après année, permettant d'atteindre une empreinte carbone neutre en 2050.

De par l'ampleur du scénario, l'étude de cette trajectoire pourrait être réalisée selon de très nombreuses approches relevant de disciplines variées. Nous étudions ici le mix énergétique atteint en 2050 dans le scénario, afin d'en proposer une analyse plus développée que celle

---

1. Nous remercions pour leurs commentaires très utiles Vincent Touzé, deux relecteurs anonymes, Juliette Ribot, Nicolas Taillard, Manuel Villavicencio, ainsi que les participants au congrès 2025 de l'Association française des économistes de l'énergie, à l'école d'été « Énergie, mathématiques et défis théoriques » et à plusieurs réunions organisées par l'association négaWatt et l'association Les Économistes atterrés.

réalisée par l'association négaWatt, en répondant aux questions suivantes : le mix énergétique proposé dans le scénario négaWatt 2022 permet-il effectivement de satisfaire la demande énergétique de ce scénario en 2050 ? Sinon, quelles modifications de ce scénario peut-on envisager, et à quel coût ?

Ce travail apporte donc des éléments de discussion autour de certaines questions liées au scénario négaWatt 2022 qui sont souvent posées dans le débat public et auxquelles notre modèle permet de répondre : un mix énergétique sans nucléaire peut-il satisfaire la demande électrique face aux situations climatiques défavorables ? Un réseau à forte pénétration de sources non pilotables peut-il maintenir sa stabilité ? Quels types de stockage d'énergie et en quelle quantité un mix énergétique fortement renouvelable nécessite-t-il ? Cependant, ce travail n'a pas pour visée de questionner les raisons ou d'évaluer la pertinence des choix faits par les auteurs du scénario en termes de mix énergétique, d'étudier la faisabilité de la trajectoire proposée ou d'analyser les dimensions autres qu'énergétiques du scénario. En effet, ce scénario a été adopté en prenant en compte bien d'autres éléments qu'une optimisation technico-économique en régime permanent comme celle menée ici.

L'équilibre énergétique du scénario négaWatt 2022 a été étudié par ses auteurs au pas de temps horaire pour une unique année météorologique représentative, à l'aide d'un modèle codé dans un langage peu accessible aux non-informaticiens (C++) et qui n'est pas en accès libre. Ce travail n'a pas fait l'objet d'une documentation publique. Le modèle Eoles, développé au Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED), est un outil d'optimisation linéaire en libre accès codé en Python, qui permet d'étudier sur une ou plusieurs années météorologiques au pas de temps horaire l'équilibre de plusieurs vecteurs énergétiques sous un ensemble de contraintes.

Pour évaluer le scénario négaWatt 2022, nous effectuons notre analyse sur 19 années météorologiques (2000-2018) pour capturer un ensemble varié d'événements climatiques, et en particulier de périodes pendant lesquelles satisfaire la demande d'électricité est difficile car elles cumulent forte demande et faible production renouvelable. Nous assurons une cohérence entre productions météo-dépendantes (éolienne, solaire et hydraulique) et demande électrique thermosensible (chauffage et climatisation). Le modèle intègre également les réserves opérationnelles, non prises en compte dans le scénario négaWatt, nécessaires pour représenter d'une part l'équilibre électrique

au pas de temps infrahoraire, d'autre part l'incertitude sur la production éolienne et photovoltaïque et sur la demande d'électricité. Nous ajoutons aussi des possibilités de pilotage de la demande d'électricité alignées sur l'hypothèse « flexibilité prudente » de RTE à l'horizon 2050.

Le mix énergétique proposé dans le scénario négaWatt 2022 ne permet pas toujours d'assurer l'équilibre offre/demande sans importation d'électricité, sous nos hypothèses de travail. Cependant, cela n'arrive que rarement, entre trois et quatre heures par an en moyenne.

Nous concluons que dans le scénario, il manque 6 gigawatts (GW) de capacités pilotables pour fournir des réserves au réseau électrique et 7,8 GW pour assurer la pointe de demande résiduelle, qui désigne la différence entre la demande d'électricité et la production fatale. Au total, il faudrait donc installer 13,8 GW supplémentaires de technologies pilotables par rapport aux 35,5 GW prévus dans le scénario, ce qui amènerait la part pilotable du mix électrique à 17,3 % de la puissance installée (contre 12,0 % dans le scénario original). Ces installations nécessiteraient une capacité de stockage supplémentaire de 27,8 gigawattheures (GWh).

Nous étudions trois scénarios dans lesquels ce manque est comblé avec différentes technologies : des turbines à gaz (méthane ou hydrogène) ou des batteries. Les trois solutions ont un coût proche, et l'approche par les turbines à méthane a l'avantage de pouvoir s'appuyer sur le réseau de gaz existant et de peu affecter la partie matériau du scénario négaWatt 2022. Nous évaluons également un scénario présentant la combinaison optimale de ces trois technologies : les trois scénarios précédents présentent un surcoût faible, d'au plus 5,3 %, par rapport à cet optimum.

Cette analyse nous permet d'identifier certaines limites du scénario négaWatt 2022 à l'occasion de conditions météorologiques difficiles, mais aussi de montrer comment elles peuvent être comblées en modifiant le scénario à la marge.

Il existe de nombreux modèles d'optimisation du mix énergétique représentant différents éléments et contraintes (tableau 1). De par ses fonctionnalités et les compromis qu'elle présente, la version 1.0.2 du modèle Eoles utilisée dans cette étude est adaptée à l'évaluation du scénario négaWatt 2022.

Tableau 1. Comparaison des fonctionnalités des principaux modèles utilisés dans les études sur les mix énergétiques en Europe

		Times*	Elmod	Dieter	PyPSA	Osemosys	Balmores	EnergyPLAN	Antares	Eoles	Eoles_mv	Eoles 1.0.2
		stElmod	dynElmod									
Vecteurs	Chaleur			✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	Transports		✓		✓	✓		✓			✓	
	Méthane				✓			✓	✓	✓	✓	✓
	Hydrogène				✓			✓	✓	✓	✓	✓
Flexibilité	Différentes technologies de stockage	✓			✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
	Interconnexions	✓	✓		✓			✓	✓	✓		
	Pilotage de la demande	✓			✓	✓		✓	✓	✓		✓
Spatialisation			✓	✓		✓		✓		✓		
Stabilité	Inertie	✓										
	Réserves			✓	✓					✓	✓	✓
Pas de temps horaire sur plusieurs années												✓

\* La version de Times mentionnée est celle de (Seck *et al.*, 2020).

Source : Auteurs.

Tout d'abord, ce scénario repose sur les conversions entre plusieurs vecteurs énergétiques, qui doivent donc être modélisés pour évaluer l'équilibre électrique. De nombreuses études sur la faisabilité d'un mix énergétique fortement renouvelable intègrent la demande de chaleur (Brown *et al.*, 2018b ; Schlachtberger *et al.*, 2018 ; Neumann *et al.*, 2023 ; Neumann et Brown, 2023 ; Zerrahn et Schill, 2015a, 2017 ; Schill et Zerrahn, 2020 ; Werling et Bregnbæk, 2007 ; Lund *et al.*, 2021 ; Meha, 2022 ; Shirizadeh et Quirion, 2022b), et plusieurs intègrent le secteur des transports au sein de la demande (Brown *et al.*, 2018b ; Schlachtberger *et al.*, 2018 ; Neumann *et al.*, 2023 ; Neumann et Brown, 2023 ; Lund *et al.*, 2021 ; Meha, 2022 ; Lorenz, 2017 ; Gerbaulet *et al.*, 2017 ; Howells *et al.*, 2011 ; Welsch *et al.*, 2012 ; Niet *et al.*, 2021 ; Shirizadeh et Quirion, 2022b). Les modèles PyPSA-EUR-SEC, EnergyPLAN et Eoles modélisent l'équilibre des vecteurs méthane et hydrogène en plus de l'électricité (Brown *et al.*, 2018b ; Schlachtberger *et al.*, 2018 ; Neumann *et al.*, 2023 ; Neumann et Brown, 2023 ; Lund *et al.*, 2021 ; Meha, 2022 ; Shirizadeh et Quirion, 2022b).

Il est également nécessaire pour étudier le scénario négaWatt 2022 d'intégrer à la modélisation un nombre important de sources de flexibilité. La majorité des modèles intègrent différentes technologies de stockage électrique (Brown *et al.*, 2018b ; Schlachtberger *et al.*, 2018 ; Neumann *et al.*, 2023 ; Neumann et Brown, 2023 ; Lund *et al.*, 2021 ; Meha, 2022 ; Howells *et al.*, 2011 ; Welsch *et al.*, 2012 ; Niet *et al.*, 2021 ; Krakowski *et al.*, 2016 ; Seck *et al.*, 2020 ; Shirizadeh et Quirion, 2021, 2022b) ou des interconnexions avec les régions voisines (Lund *et al.*, 2021 ; Meha, 2022 ; Lorenz, 2017 ; Gerbaulet *et al.*, 2017 ; Krakowski *et al.*, 2016 ; Seck *et al.*, 2020 ; Abrell et Kunz, 2015), et une part importante inclut une forme de pilotage de la demande (Zerrahn et Schill, 2015a, 2017 ; Schill et Zerrahn, 2020 ; Lund *et al.*, 2021 ; Meha, 2022 ; Howells *et al.*, 2011 ; Welsch *et al.*, 2012 ; Niet *et al.*, 2021 ; Krakowski *et al.*, 2016 ; Seck *et al.*, 2020).

L'évaluation des renforcements des réseaux électriques est également un point important pour étudier la faisabilité d'un mix fortement renouvelable (IEA et RTE, 2021). De nombreuses études utilisent un modèle spatialisé, c'est-à-dire représentant plusieurs points dans l'espace et les connexions entre eux, ce qui permet d'évaluer de manière endogène les besoins de renforcement du réseau (Brown *et al.*, 2018b ; Schlachtberger *et al.*, 2018 ; Neumann *et al.*, 2023 ; Neumann et Brown, 2023 ; Werling et Bregnbæk, 2007 ; Lorenz, 2017 ; Gerbaulet *et al.*, 2017).

La variabilité de la production éolienne et photovoltaïque nécessite de considérer les problématiques d'inertie et des réserves opérationnelles (IEA et RTE, 2021). Très peu d'études modélisent l'inertie sur le réseau électrique (Krakowski *et al.*, 2016 ; Seck *et al.*, 2020), mais beaucoup plus intègrent la gestion des réserves opérationnelles, dont le besoin dépend généralement de la puissance installée en renouvelables (Zerrahn et Schill, 2015a, 2017 ; Schill et Zerrahn, 2020 ; Lorenz, 2017 ; Gerbaulet *et al.*, 2017) et parfois également de la demande en électricité (Shirizadeh et Quirion, 2022b).

Le rapport de l'IEA et RTE (2021) insiste également sur l'importance de la gestion de la variabilité de la production éolienne et photovoltaïque. Cette problématique se manifeste sous deux formes : le besoin de puissance piloteable pour faire face aux pics de demande résiduelle et le dimensionnement de la capacité de stockage face aux longues périodes de déficit énergétique (Ruhnau et Qvist, 2022). Ces deux éléments étant déterminés par l'interaction entre le mix énergétique et les contraintes météorologiques, il n'est pas possible de prévoir les périodes contraignantes en amont de l'optimisation effectuée par le modèle (*ibid.*). Il est donc nécessaire, pour être sûr du bon dimensionnement de ces éléments, d'effectuer une optimisation sur plusieurs années météorologiques (Pfenninger, 2017). Dans la totalité des études sur la faisabilité d'un mix énergétique fortement renouvelable, un arbitrage est fait entre le nombre d'années représentées et la résolution temporelle pour limiter la complexité du calcul (par exemple, voir Ravn (2016)). En effet, dans beaucoup d'études, l'utilisation d'un pas de temps horaire limite la plage temporelle à un an, et le passage à plusieurs années nécessite de se restreindre à une résolution temporelle plus grossière ou à des périodes représentatives. L'impact de la réduction de la résolution temporelle peut être important mais semble fortement dépendre du problème étudié et du modèle utilisé (Pfenninger, 2017 ; Shirizadeh et Quirion, 2022a).

Par rapport à d'autres modèles d'optimisation du système énergétique, les points forts d'Eoles pour cette étude sont : son caractère open source, qui permet la transparence et la reproductibilité de nos analyses ; la possibilité de maintenir une résolution temporelle horaire en étendant la plage temporelle à plusieurs années ; une modélisation détaillée de plusieurs vecteurs énergétiques dont l'hydrogène et le méthane ; l'inclusion du pilotage de la demande et de plusieurs technologies de flexibilité de l'offre ; la prise en compte des réserves opérationnelles. En revanche, il ne permet pas de représenter l'impor-

tation ni l'exportation d'électricité, son absence de dimension spatiale ne permet pas d'évaluer les coûts de renforcement du réseau et l'inertie n'est pas modélisée. Nous montrons dans la troisième section que ces deux derniers points impactent peu nos résultats sur le mix énergétique. Quant au premier, il nous permet d'étudier le pire des cas, celui où les importations d'énergie ne permettent pas de compenser une éventuelle insuffisance de la production nationale, et où les surplus d'électricité ne peuvent être valorisés en les exportant.

Dans la suite de l'article, nous présentons successivement la méthode puis les résultats, avant de discuter ces derniers et de conclure. Des annexes présentent les équations du modèle et les données d'entrée.

## 1. Méthode

### 1.1. Brève présentation du scénario négaWatt 2022

L'association négaWatt a publié à cinq reprises, en 2003, 2006, 2011, 2017 et 2022, un scénario de transition énergétique pour la France à l'horizon 2050, produit par une vingtaine de membres experts de différents domaines, majoritairement liés à l'énergie. Construit sur cet ensemble de scénarios progressant à chaque fois en ambition et précision, le scénario négaWatt 2022 (négaWatt, 2021) est détaillé et systémique. Il intègre le scénario Afterres 2050 (Couturier *et al.*, 2017) sur l'alimentation, l'agriculture et l'usage des sols, le scénario négaMat sur la production et la consommation de matériaux, une modélisation des secteurs industriels, des mobilités et des logements, ainsi qu'une modélisation en puissance de l'équilibre du réseau électrique au pas de temps horaire. Ces différentes composantes et leur articulation se font en termes physiques et non économiques. Un chiffrage économique partiel a permis de quantifier le nombre d'emplois impliqués par la mise en œuvre du scénario dans les domaines de la rénovation thermique des bâtiments, des réseaux de chaleur et des énergies renouvelables (Quirion, 2022).

La démarche de l'association repose sur le triptyque « sobriété, efficacité, renouvelables ». Il s'agit dans un premier temps d'éliminer les gaspillages, de limiter les usages et de changer les comportements pour réduire le besoin d'énergie finale ; ensuite, d'améliorer les technologies utilisées pour qu'elles soient plus efficaces, tout en évitant l'effet

rebond ; enfin, d'assurer la production de l'énergie primaire nécessaire aux besoins restants en totalité par des sources renouvelables.

Différentes définitions de la sobriété énergétique existent et la distinction entre sobriété et efficacité est en partie subjective, mais une manière simple de les distinguer consiste à définir l'efficacité comme une diminution de la quantité d'énergie par unité de service énergétique consommé, et la sobriété comme le reste des économies d'énergie (Pommeret, 2025). Ces deux leviers d'économies d'énergie sont mobilisés de manière très ambitieuse dans le scénario puisque la consommation d'énergie primaire y est divisée par trois entre 2000 et 2050, et la consommation finale par deux. Par rapport aux quatre scénarios Transition(s) 2050 de l'ADEME (2021), négaWatt est proche des scénarios S1 et S2.

Les grandes lignes du scénario négaWatt 2022 sont les suivantes :

- Une rénovation d'envergure du parc immobilier, résidentiel comme tertiaire.
- Une forte réduction du trafic aérien et routier, un développement du transport ferroviaire et des transports actifs, l'électrification de la flotte automobile et le recours à différents vecteurs décarbonés pour le reste des moyens de transport.
- Un mix énergétique 100 % renouvelable reposant sur l'électricité et le gaz renouvelables (biogaz et gaz de synthèse), ainsi qu'un programme de sortie progressive du nucléaire à l'horizon 2045. La production d'énergie renouvelable est multipliée par trois entre 2020 et 2050<sup>2</sup>.

Le scénario de transition permet d'atteindre la neutralité en émissions territoriales de gaz à effet de serre en 2047, et la neutralité en empreinte carbone, c'est-à-dire en comptant les émissions des importations nettes, en 2050.

Le scénario négaWatt 2022 comprend ainsi de très nombreuses dimensions et le mix énergétique, seul élément que nous modélisons ici, n'en est qu'une sous-partie.

---

2. Une présentation plus détaillée du mix énergétique est consultable dans la partie 4, « Le scénario en détail », du rapport complet du scénario négaWatt 2022, et plus particulièrement dans la sous-partie 4.4, « Une production d'énergie 100 % renouvelable » (négaWatt, 2022).

## 1.2. Présentation générale du modèle Eoles

Les modèles de la famille Eoles<sup>3</sup> sont des modèles d'optimisation linéaire sous contraintes permettant d'étudier l'équilibre du réseau électrique et les coûts associés. Ils minimisent le coût total du système (somme des coûts de fonctionnement et des coûts d'investissement annualisés) en optimisant les investissements et le fonctionnement pour répondre à la demande en différents vecteurs énergétiques. L'approche retenue consiste à minimiser le coût de production en régime permanent, c'est-à-dire dans une situation où le mix énergétique a atteint une structure stationnaire et où les technologies sont remplacées exactement à la fin de leur durée de vie, indéfiniment. Ces modèles reposent sur plusieurs simplifications majeures :

- *Pas de spatialisation* : la France continentale est réduite à un seul point, relié à l'ensemble des systèmes de production et de consommation.
- *Information parfaite* : l'optimisation est effectuée en ayant parfaitement connaissance de la demande et de la production fatale sur l'ensemble de la période considérée. Toutefois, le modèle impose de garder en réserve une certaine capacité pilotable. Ces « réserves opérationnelles » permettent de prendre en compte les incertitudes sur la production et la demande et sont présentées dans la sous-section 1.3.3.
- *Demande inélastique* : la demande totale est inélastique, mais sa répartition dans le temps présente une flexibilité limitée. Nous revenons sur ce point dans la sous-section 1.3.4.
- *Coûts marginaux constants pour chaque technologie* : Il s'agit d'une hypothèse simplificatrice car en réalité, pour certaines technologies, ces coûts sont croissants ; par exemple, pour l'éolien maritime flottant, installer davantage de capacités implique de s'éloigner encore des côtes, d'où un coût de raccordement plus élevé. Inversement, des économies d'échelle peuvent apparaître pour des technologies réplifiables produites en série. Cette hypothèse est nécessaire pour maintenir le caractère linéaire du modèle, indispensable pour l'optimiser heure par heure, en particulier sur 19 années météo simultanément. De plus, elle ne nous semble pas de nature à influencer nos résultats principaux.

---

3. Les différents modèles de la famille Eoles sont décrits sur une page Web dédiée : <https://www.centre-cired.fr/the-eoles-family-of-models/>. La dernière version du modèle est disponible au DOI : <https://doi.org/10.5281/zenodo.13133103>. La version exacte du modèle utilisée pour cette étude est disponible au DOI : <https://doi.org/10.5281/zenodo.15742429>

La formulation linéaire relève d'un arbitrage entre précision et temps de calcul. Palmintier (2014) montre que, par rapport à la programmation linéaire mixte en nombres entiers (*mixed-integer linear programming*, MILP) qui permettrait une modélisation plus fine de la mise en marche/arrêt des centrales pilotables, la programmation linéaire (*linear programming*, LP) présente un très bon compromis entre temps de calcul et précision. Cependant, si l'erreur sur le coût du système et ses émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) peut être faible, l'écart entre les résultats de la LP et la MILP pour le mix énergétique optimal est plus important. Cet écart vient majoritairement de la surestimation, en LP, de la flexibilité des centrales thermiques (Cebulla et Fichter, 2017), qui amène à sous-estimer la quantité de centrales pilotables nécessaire. Ce biais reste limité dans notre cas aux centrales à gaz, les autres technologies pilotables utilisées (hydraulique et batteries) pouvant modifier leur production très finement et rapidement (Yang *et al.*, 2016 ; Adrees *et al.*, 2016). Le gain en temps de calcul de la programmation linéaire permettant d'étendre considérablement la plage temporelle considérée, et donc d'évaluer l'équilibre pour une variété plus grande de situations météorologiques, un modèle linéaire nous paraît être le meilleur compromis.

Nous utilisons ici la version 1.0.2 du modèle Eoles (Cédiey et Ribot, 2024). Celle-ci est fondée sur Eoles\_elec présenté initialement dans Shirizadeh et Quirion (2021), et intègre les modifications apportées par Baratgin *et al.* (2025) et Escribe *et al.* (2024) ainsi que celles développées dans le cadre de la présente étude (voir sous-section 1.3). Nous utilisons le solveur Gurobi configuré pour utiliser un algorithme de type *point intérieur*, adapté à la résolution rapide de ce type de problèmes. La solution obtenue n'est ainsi pas une solution de base, ce qui n'est pas nécessaire pour le problème considéré. Le modèle comprend trois vecteurs énergétiques pour lesquels l'équilibre entre la demande exogène et la production est assuré au pas de temps horaire. Le vecteur principal est l'électricité, dont la production est assurée par un ensemble de technologies :

- Des technologies non pilotables, aussi appelées fatales : éolien terrestre et en mer posé ou flottant ; photovoltaïque au sol ou sur grande ou petite toiture (toiture commerciale ou de particulier) ; hydraulique au fil de l'eau ; part électrique de la cogénération<sup>4</sup> à partir de biomasse, géothermie ou gaz ; incinération des déchets ; marémotrice et hydrolien.

- *Des technologies pilotables* : centrales nucléaires ; centrales à charbon ; barrages hydrauliques ; turbines à méthane en cycle ouvert ou combiné ; turbines à hydrogène en cycle combiné.
- *Des technologies de stockage* : batteries ; stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

Les deux autres vecteurs sont :

- Le méthane, dont la production peut être assurée par importation de gaz naturel, en utilisant un potentiel limité de biomasse par méthanisation ou pyrogazéification, ou à partir d'électricité et de CO<sub>2</sub> par méthanation. Le méthane peut être converti en électricité grâce aux turbines à gaz.
- L'hydrogène, produit à partir d'électricité par électrolyse de l'eau, et pouvant être reconvertis dans des turbines à gaz.
- L'équilibre subhoraire du réseau électrique est également intégré au modèle par l'inclusion des réserves opérationnelles (voir sous-section 1.3.3). Les relations entre les différentes technologies du modèle sont présentées dans le graphique 1.

### 1.3. Calibrage et apports au modèle pour l'étude du scénario négaWatt 2022

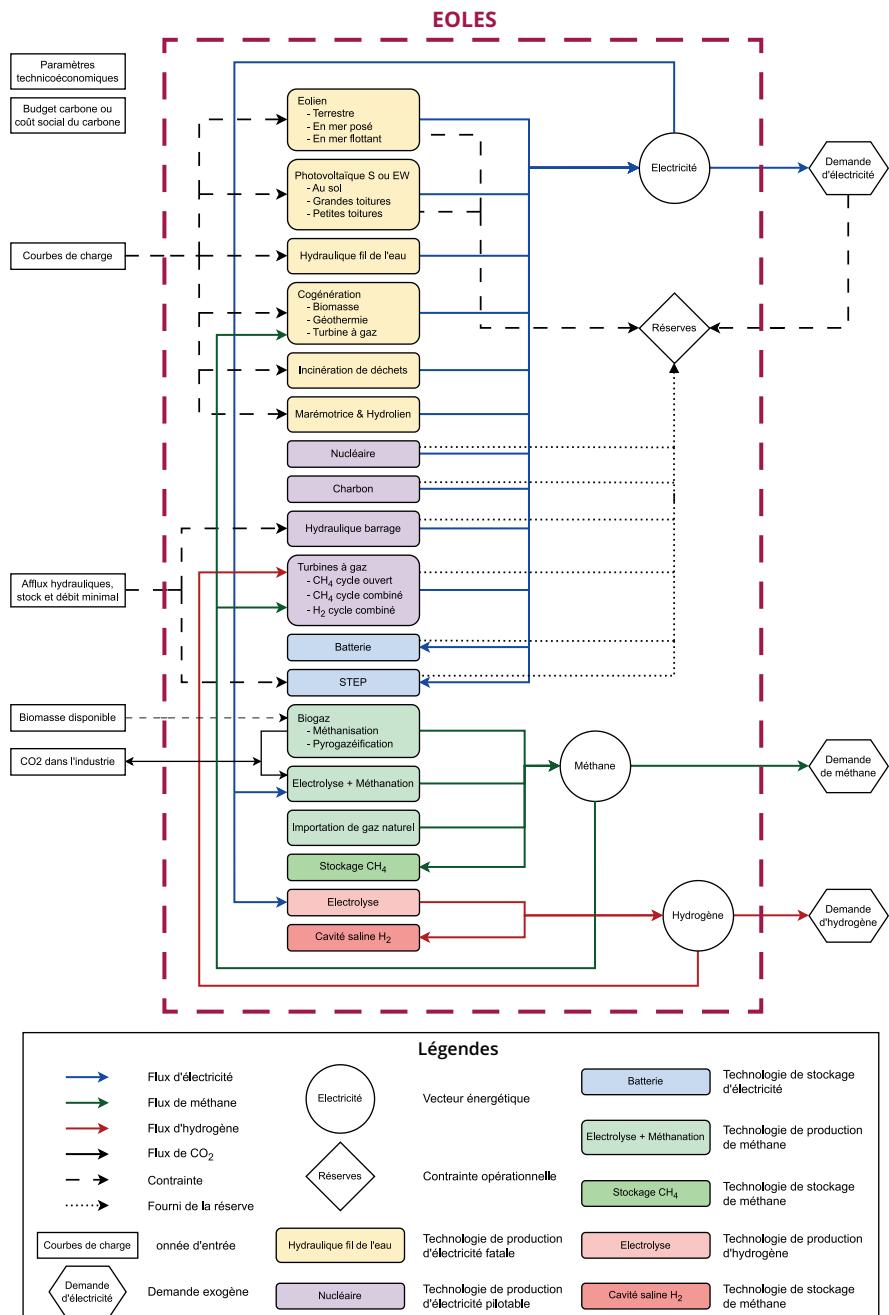
L'étude du mix énergétique du scénario négaWatt 2022 présentée a été effectuée au pas de temps horaire sur 19 années météorologiques. Cela est permis par l'utilisation d'un algorithme de type *point intérieur*, adapté à la résolution de ce type de problèmes.

Dans cette partie, nous présentons les apports méthodologiques intégrés au modèle Eoles dans le cadre de cette étude : cohérence météorologique entre l'offre et la demande pour mieux prendre en compte la variabilité de la production renouvelable ; intégration des réserves opérationnelles nécessaires pour pallier une imparfaite prévisibilité et faire face à une éventuelle insuffisance de la production à un pas de temps infrahoraire ; optimisation du pilotage de la demande. L'ensemble des équations du modèle est consigné en annexe B.

---

4. La cogénération est considérée comme étant complètement déterminée par le besoin en chaleur et donc non pilotable, bien qu'en réalité certaines installations permettent de faire varier le ratio chaleur/électricité (Dupré la Tour, 2023). Il s'agit donc d'une hypothèse conservatrice qui rend plus difficile l'adéquation entre offre et demande d'électricité.

Graphique 1. Fonctionnement général du modèle Eoles



Source : Auteurs.

### 1.3.1. Données d'entrée

Nous utilisons les données de production éolienne et photovoltaïque ainsi que les profils de répartition de la demande thermosensible produits par l'équipe renewables.ninja<sup>5</sup> dont les travaux sont présentés dans Pfenninger et Staffell (2016), Staffell et Pfenninger (2016) et Staffell, Pfenninger et Johnson (2023). Ces séries temporelles sont construites à partir des données de la réanalyse MERRA-2 développée par la NASA. Moraes *et al.* (2018) montrent une très forte corrélation entre ces estimations et les données fournies par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité en Europe. Nous avons rapporté les facteurs de charge moyens de chaque type d'éolien (terrestre, maritime posé, maritime flottant) à celui prévu par négaWatt en 2050 pour prendre en compte l'amélioration des technologies éoliennes. Pour l'éolien terrestre, ces facteurs de charge sont donc supérieurs à ceux du parc actuel.

Les données de production et de flux hydrauliques proviennent d'un couplage entre Eoles et le modèle hydrologique Orchidee (forcé par la réanalyse SAFRAN) présenté dans Baratgin (2024).

Pour les données technico-économiques, nous nous alignons sur les données fournies dans RTE (2022) puis, pour les informations qui n'y sont pas disponibles, dans l'ordre de priorité, ADEME, GRDF et GRTgaz (2018), Tsiropoulos, Tarvydas et Zucker (2018), Carlsson *et al.* (2014) et des publications spécialisées.

Les installations existantes, qui correspondent également aux installations prévues en 2050 pour les barrages hydroélectriques et les centrales au fil de l'eau, proviennent du registre national des installations de production et de stockage d'électricité du 31 mars 2024, disponible sur Odré<sup>6</sup>.

L'ensemble des données utilisées pour cette étude et leurs sources, ainsi que plus de détail sur le retraitement des données, sont disponibles en annexe C.

### 1.3.2. Cohérence météorologique entre la production et la consommation

Certaines données d'entrée de notre modèle dépendent de la météo : les courbes de charge des technologies éoliennes, photovol-

5. <https://www.renewables.ninja/>

6. <https://opendata.reseaux-energies.fr/>

taïques et hydraulique au fil de l'eau, les flux hydrauliques alimentant les barrages et les STEP, ainsi que la part thermosensible de la demande d'électricité. Cette dernière désigne la partie de la demande qui dépend de la température. Elle correspond majoritairement au chauffage et à la climatisation, mais comprend l'ensemble des sources de consommation corrélées avec la température : par exemple, froid commercial, réfrigérateurs, éclairage résidentiel.

Nous nous assurons que tous ces éléments soient cohérents entre eux en utilisant des données construites à partir des mêmes mesures météorologiques des années 2000 à 2018. Nous les mettons en cohérence avec les projections du scénario négaWatt 2022 pour l'année 2050, comme présenté ci-dessous.

#### *Données relatives à la production d'électricité*

D'abord, nous assurons une cohérence entre les différents éléments de l'offre. En effet, l'ensemble des courbes de charges et des flux hydrauliques utilisés dans cette étude proviennent de modèles fondés sur des données de réanalyses climatiques : MERRA-2 pour la production éolienne et photovoltaïque, SAFRAN pour les flux hydrauliques (car SAFRAN présente une meilleure résolution spatiale, ce qui est nécessaire pour bien représenter ces flux en zone de montagne). Nous utilisons les mêmes années pour toutes les données, ce qui assure la cohérence entre les différentes séries temporelles.

Les progrès technologiques peuvent cependant amener ces courbes de charge à évoluer, et en particulier le facteur de charge éolien moyen des nouveaux modèles d'éoliennes a beaucoup augmenté ces dernières années (Hirth et Müller, 2016). Le remplacement progressif du parc actuel par des technologies plus récentes et le développement de nouveaux parcs éoliens contribueront à fortement augmenter le facteur de charge éolien moyen d'ici à 2050. Pour prendre cela en compte, nous avons ajusté les courbes de charge des trois technologies éoliennes en leur appliquant un facteur multiplicatif pour faire correspondre le facteur de charge moyen sur 2000-2018 à celui prévu par négaWatt, soit 30,1 % pour l'éolien terrestre, 40,9 % pour l'éolien en mer posé et 45,2 % pour l'éolien en mer flottant. Cai et Bréon (2021) aboutissent également à un facteur de charge moyen de 30 % pour la France en 2050, en prolongeant les tendances existantes concernant l'évolution des éoliennes terrestres. Dans son étude *Transition(s) 2050*, l'ADEME (2021) retient un facteur de charge moyen de 32 % pour l'éolien terrestre « surtoilé » (qui correspond à celui que nous modéli-

sons) et environ 40 % pour l'éolien en mer. Les éoliennes « surtoilées » présentent un coût par mégawatt (MW) supérieur, en cohérence entre nos hypothèses de coût et de facteur de charge puisque pour l'éolien terrestre nous retenons les hypothèses de coût de l'ADEME (2021) et non celles de RTE (2022).

#### *Part thermosensible de la demande en électricité*

L'étape suivante consiste à rendre la demande en électricité météorologiquement cohérente avec la production.

La partie thermosensible de la demande est essentiellement influencée par l'isolation des logements et les comportements des consommateurs. Or, ces deux points sont centraux au scénario négaWatt. Nous souhaitons donc garder la consommation annuelle prévue dans le scénario négaWatt 2022, mais la répartir différemment au sein de l'année de façon à la rendre cohérente avec les courbes de production présentées plus haut correspondant à la situation météorologique des années 2000 à 2018. La méthode utilisée pour cela, décrite ci-dessous, est résumée dans le graphique 2 en prenant l'exemple de la demande thermosensible froide.

Nous nous fondons sur les données produites par l'équipe demand.ninja<sup>7</sup>, dont le travail est présenté dans Staffell, Pfenninger et Johnson (2023). La consommation thermosensible froide désigne la part de la consommation énergétique qui augmente avec le froid, et correspond majoritairement au chauffage. La consommation thermosensible chaude, elle, correspond majoritairement à la climatisation. La valeur journalière de la consommation thermosensible (froide ou chaude) est proportionnelle aux degrés-jours ( $^{\circ}\text{C.j}$ )<sup>8</sup> observés au-delà (respectivement en dessous ou au-dessus) de certains seuils, situés généralement autour de 15 °C pour le chauffage et 20 °C pour la climatisation (Staffell, Pfenninger et Johnson, 2023 ; Delort, 2024). Les données de degrés-jours journaliers produits par demand.ninja intègrent ces seuils identifiés pour chaque région française. En normalisant les données de degrés-jours, nous obtenons un profil de répartition journalier des demandes thermosensibles chaudes et froides à l'échelle nationale pour chaque année météorologique considérée. Ces profils représentent donc les variations relatives de la demande thermosensible observées à l'échelle journalière entre 2000 et 2018, et

7. <https://demand.ninja/>

8. Unité de dimension Température\*Temps.

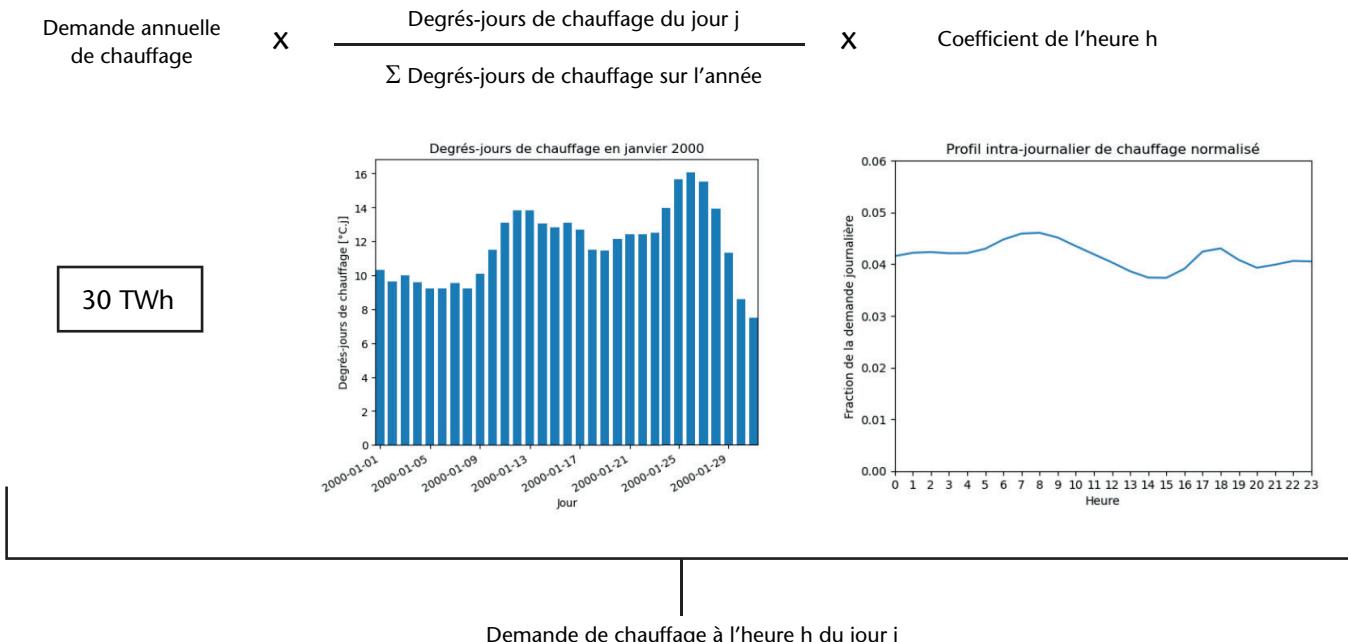
sont appliqués à la demande de chauffage et climatisation totale prévue pour 2050 dans le scénario négaWatt.

Si la consommation thermosensible journalière est fonction des degrés-jours de chauffage et de climatisation, la consommation intra-journalière suit plutôt le cycle de l'activité professionnelle et celui de l'inertie thermique des bâtiments, indépendamment des aléas météorologiques au sein de la journée. Pour obtenir un profil horaire de répartition de la consommation, nous avons donc utilisé des profils intrajournaliers de chauffage et de climatisation identiques pour chaque jour. Pour le chauffage, nous avons utilisé le profil moyen mondial construit par l'équipe demand.ninja, que nous avons extrait des données horaires de consommation générées pour 2019. Pour la climatisation, cependant, un profil moyen mondial serait inadapté : il serait dimensionné par la consommation résidentielle, majoritaire dans le monde, alors que la consommation de climatisation en France est essentiellement tertiaire (ADEME et CODA STRATÉGIES, 2021b ; négaWatt, 2021). Nous avons donc utilisé le profil intrajournalier de consommation de climatisation tertiaire employé pour produire les prévisions de consommation 2020 dans le bilan prévisionnel RTE (2015).

La combinaison du profil de répartition journalier (normalisation des degrés-jours de chauffage et de climatisation) et des profils intra-journaliers permet d'obtenir une courbe horaire de répartition des deux demandes thermosensibles (voir graphique 2). Les variations relatives de la demande observées entre 2000 et 2018 sont donc maintenues et appliquées à la demande totale, et en conséquence les variations absolues sont différentes.

Ces profils de répartition, appliqués à la consommation annuelle de chauffage et de climatisation prévue dans le scénario négaWatt 2022 pour 2050, permettent d'obtenir un ensemble de chroniques de demande possibles pour l'année 2050, cohérentes avec les données de production présentées plus haut. Cependant cette approche produit des résultats totalement incohérents pour la consommation de climatisation lorsqu'on l'applique à la demande retenue par l'association négaWatt pour les années 2000 à 2018 : les pics de demande en été sont largement surestimés (voir annexe D). Elle n'est donc pas utilisable pour la demande de climatisation en 2050, dont la valeur prévue dans le scénario négaWatt est construite à partir des données retenues pour les années passées.

Graphique 2. Méthode de construction de la demande thermosensible froide



Sources : Auteurs.

Cette incohérence peut venir d'une surestimation des variations relatives de la demande de climatisation dans les profils construits ou d'une surestimation de la demande totale de climatisation retenue par l'association négaWatt pour construire son scénario.

Le profil horaire créé est la combinaison du profil interjournalier produit par l'équipe demand.ninja et du profil intrajournalier de RTE (2015). L'incohérence est présente même lorsque l'on regarde la consommation journalière, qui ne dépend pas du profil intrajournalier, et pas seulement pour le pic de consommation horaire (annexe D). Les profils de degrés-jours de climatisation que nous utilisons proviennent de données de la réanalyse MERRA-2 et ont été construits pour servir au sein d'un modèle *bottom-up* de demande (fondé sur les consommations observées), présenté dans Staffell, Pfenninger et Johnson (2023). Ce modèle permet de prédire la demande en électricité en France avec une erreur quadratique moyenne de moins de 2 %.

Les valeurs de la consommation de climatisation de 2020 estimées pour le scénario négaWatt 2022 sont très proches des estimations de l'ADEME et CODA STRATÉGIES (2021b), 15,5 terawattheures (TWh) contre 15,63 TWh par négaWatt, bien que la répartition entre secteur résidentiel et tertiaire soit légèrement différente. Les estimations de l'ADEME proviennent d'un modèle *top-down* (fondé sur une modélisation des logements français) présenté dans ADEME et CODA STRATÉGIES (2021a). Cela montre que les valeurs de consommation de climatisation prévues par négaWatt pour 2050 sont cohérentes avec d'autres études françaises.

Notre résultat incohérent illustre bien la difficulté d'estimer la consommation d'électricité de la climatisation qui reste mal connue en France, en particulier au pas de temps horaire. Les travaux prospectifs sur ce sujet sont également particulièrement difficiles, la climatisation dépendant beaucoup du comportement des usagers des bâtiments climatisés et des réglementations (Salomon, 2024 ; ADEME, 2021).

Le mix énergétique étant surtout dimensionné par les pics de demande résiduelle, et la demande totale jouant un rôle mineur, nous avons pour notre étude finalement plutôt utilisé le coefficient de proportionnalité de la climatisation de 700 MW/°C donné dans RTE (2020 ; 2024), plutôt que la consommation annuelle prévue dans le scénario négaWatt pour 2050. Bien que ce coefficient corresponde au parc de logement actuel et amène à une consommation totale plus faible que dans le scénario négaWatt, cette méthode est nécessaire

pour limiter la forte surestimation amenée par la méthode précédente, qui produit une demande irréaliste. Le reste de la méthode, soit l'utilisation des degrés-jours produits par demand.ninja et du profil intrajournalier de climatisation tertiaire de RTE (2015), est maintenu.

La méthode présentée nous permet donc de disposer d'une courbe de consommation sur 19 années dont la partie thermosensible est cohérente avec nos données de production. Pour évaluer l'équilibre électrique du scénario négaWatt 2022, nous avons ainsi utilisé pour l'ensemble des éléments dépendant de la météo, dont la demande électrique, des chroniques temporelles cohérentes entre elles représentant 19 années météorologiques. La demande annuelle électrique finale, après ces modifications, s'élève à 383 TWh, contre 395 TWh dans le scénario négaWatt 2022. La demande en méthane est de 165 TWh<sub>PCI</sub> et celle d'hydrogène de 61 TWh<sub>PCI</sub>.

### 1.3.3. Réserves opérationnelles

Nous modélisons deux catégories de réserves opérationnelles : la réserve primaire (*frequency containment reserve*, FCR) et les réserves secondaires et tertiaires (*frequency restoration reserve*, FRR), dont le besoin à chaque heure doit être assuré avec un nombre limité de technologies : les barrages, les STEP, les différentes turbines à gaz, les batteries, les centrales à charbon et les centrales nucléaires. Le besoin de FCR dans notre modèle correspond à la puissance moyenne mise à disposition de la réserve primaire pour la France entre 2015 et 2023. Le besoin de FRR dépend de la puissance installée en éolien et photovoltaïque, ainsi que de la demande à chaque heure, selon l'équation 1 :

$$\sum_{r \in R_{tech}} Q_{r,h}^{FRR} \geq \sum_{v \in V_{tech}} \bar{Q}_v^{prod} * \lambda_v^{FRR} + \underline{Q}_{elec,h}^{load} * \delta^{load} * (1 + \sigma^{load}) \quad \forall h \in H \quad (1)$$

avec

$R_{tech}$	l'ensemble des technologies participant à la réserve sur le réseau électrique,
$V_{tech}$	l'ensemble des technologies de production fatales,
$Q_{r,h}^{FRR}$	la puissance contractée en FRR à l'heure $h$ par la technologie $r$ ,
$\bar{Q}_v^{prod}$	la puissance installée de la technologie de production fatale $v$ ,
$\lambda_v^{FRR}$	le besoin de FRR induit par la technologie fatale $v$ ,
$\underline{Q}_{elec,h}^{load}$	la demande en électricité à l'heure $h$ ,
$\delta^{load}$	l'incertitude sur la prévision de la demande,
$\sigma^{load}$	la variabilité observée de la demande.

L'équation 1 est plus amplement décrite dans Shirizadeh et Quirion (2021).

La puissance contractée pour la réserve est bloquée, et ne peut donc pas être utilisée pour alimenter le réseau électrique.

Chaque type de réserve est associé à un temps d'activation, qui correspond au temps maximal que peuvent mettre les centrales en réserve pour activer la puissance contractée (voir tableau 2). Pour des raisons physiques, la vitesse de modulation de la puissance des centrales à gaz, à charbon et nucléaires est limitée : la puissance qu'elles peuvent activer en un temps donné est contrainte par cette vitesse de modulation. Cela limite donc la puissance qu'elles peuvent contracter en réserve.

Pour la FCR comme pour la FRR, seule une fraction des réserves contractées est activée, à un taux moyen correspondant aux observations actuelles. Cette fraction activée est utilisée dans le calcul des coûts et des émissions.

Les temps et taux d'activation des deux réserves sont présentés dans le tableau 2.

Tableau 2. Paramètres des réserves opérationnelles

	FCR	FRR
Temps d'activation	30 s	5 min
Taux d'activation	7,8 %	18,2 %

#### 1.3.4. Pilotage de la demande

Pour représenter le pilotage de la demande dans notre modèle linéaire, nous utilisons la méthode proposée par Zerrahn et Schill (2015b), que nous résumons ici. Celle-ci repose sur deux nouvelles variables :

- une augmentation de la demande  $DSM_h^{up}$ , paramétrée par l'heure où elle est réalisée  $h$  ;
- une diminution de la demande  $DSM_{hh,h}^{down}$ , paramétrée par l'heure où elle est réalisée  $h$  et l'heure où elle est compensée  $hh$ .

Cette représentation pourrait être symétrique, avec la diminution de la demande paramétrée par une seule heure et l'augmentation de la demande par deux. Le choix de l'une ou l'autre relève d'une décision arbitraire, et cette représentation permet bien un pilotage dans les

deux sens : demande rehaussée puis compensée ultérieurement, ou demande diminuée puis compensée ultérieurement.

Toute diminution de la demande doit être compensée par une augmentation antérieure ou ultérieure, dans la limite de l'intervalle de temps autorisé pour le pilotage de la demande paramétré par  $L$  (équation 2). Cet intervalle est fixé à 13 heures<sup>9</sup>, pour permettre un pilotage au sein de la journée sans trop impacter le temps de calcul :

$$DSM_h^{up} = \sum_{hh=h-L}^{h+L} DSM_{hh,h}^{down} \quad \forall h \in H. \quad (2)$$

La quantité de demande pouvant être déplacée, vers le haut, le bas et simultanément, est limitée par un potentiel  $\bar{Q}^{dsm}$  identifié dans RTE (2022) duquel nous enlevons le pilotage des électrolyseurs, endogène à notre modèle (équations 3, 4 et 5)<sup>10</sup> :

$$DSM_h^{up} \leq \bar{Q}^{dsm} \quad \forall h \in H, \quad (3)$$

$$\sum_{hh=h-L}^{h+L} DSM_{hh,h}^{down} \leq \bar{Q}^{dsm} \quad \forall h \in H, \quad (4)$$

$$DSM_h^{up} + \sum_{hh=h-L}^{h+L} DSM_{hh,h}^{down} \leq \bar{Q}^{dsm} \quad \forall h \in H. \quad (5)$$

L'utilisation du pilotage de la demande est donc le résultat d'une optimisation par le modèle fonctionnant en information parfaite. Des éléments de réflexion sur les outils économiques permettant d'inciter à un tel pilotage sont présentés en sous-section 2.1. Pour éviter de surestimer l'impact du pilotage de la demande, des hypothèses prudentes sur la quantité de demande pilotable et l'intervalle de pilotage ont été choisies (voir annexe C.7).

### 1.3.5. Bilan de CO<sub>2</sub> pour la méthanation

Le bilan de CO<sub>2</sub> réalisé dans le modèle correspond à un équilibre annuel à saisir entre la quantité CO<sub>2</sub> récupérable depuis l'industrie et produit par la méthanisation et la pyrogazéification, et les besoins de CO<sub>2</sub> pour la méthanation et l'industrie. Nous utilisons les paramètres estimés dans le cadre du scénario négaWatt 2022 pour ce bilan, présentés dans le tableau 3.

La production de biogaz génère comme sous-produit une part de CO<sub>2</sub>, qui est isolée du méthane pour que ce dernier puisse être utilisé.

9.  $L = 12h$ .

10. Seule l'équation 5 est nécessaire mais les trois équations ont été maintenues pour conserver le parallèle avec la structure des équations présentées dans Zerrahn et Schill (2015b).

Elle représente donc une source pure de CO<sub>2</sub>, facilement captable. De même, certaines industries, comme la production d'éthanol ou de pâte à papier, sont sources de flux de CO<sub>2</sub> biogénique relativement purs. Seule une partie de ce potentiel de CO<sub>2</sub> est considérée comme valorisable, pour des contraintes de stockage et géographiques : une partie des sites de production seulement peut être reliée à un réseau de stockage du CO<sub>2</sub> ; l'autre partie doit être utilisée sur site, mais là encore seule une partie des sites est adaptée à l'installation d'électrolyseurs.

Tableau 3. Paramètres intervenant dans l'équilibre du CO<sub>2</sub>

Source	Part du CO <sub>2</sub> dans le produit	Part du CO <sub>2</sub> valorisable
Méthanisation	42 %	51,4 %
Pyrogazéification	34 %	67,6 %
Industrie	—	83,8 %

#### 1.4. Démarche pour l'analyse de l'équilibre électrique

Pour réaliser l'évaluation de la stabilité du réseau électrique dans le scénario négaWatt 2022, la très grande majorité des hypothèses de ce dernier ont été reprises. En particulier, les capacités installées dans les différentes technologies et la disponibilité en biomasse sont retenues comme des maxima dans la modélisation, et les demandes finales annuelles en électricité, en méthane et en hydrogène sont celles du scénario. Chacune de ces valeurs est critiquable et l'objectif de cet article n'est pas de les discuter<sup>11</sup>. Seuls les éléments jugés nécessaires pour évaluer la stabilité du réseau ont été modifiés, à savoir, comme présenté plus haut : les courbes de charge des technologies de production fatale et la courbe de la demande électrique thermosensible pour les rendre cohérentes entre elles et disposer de plusieurs années météorologiques ; l'ajout d'un besoin en réserves opérationnelles ; l'ajout de possibilités de pilotage de la demande alignées sur l'hypothèse « flexibilité prudente » de RTE (2022) à l'horizon 2050.

L'étude du mix énergétique du scénario négaWatt 2022 a été effectuée au pas de temps horaire sur 19 années météorologiques. La météo à l'origine de nos données correspond à celle observée de 2000 à 2018. Son influence sur la production et la demande d'électricité a

---

11. Le site <https://comprendre2050.fr/> fournit une étude comparée des scénarios de l'ADEME, de négaWatt, du Shift Project et de RTE.

été calibrée par rapport à la situation prévue dans le scénario négaWatt pour l'année 2050 (voir sous-section 1.3.2).

Nous structurons notre analyse en deux temps : d'abord, nous étudions l'équilibre énergétique du scénario négaWatt 2022 ; ensuite, nous en évaluons des variantes.

Le mix énergétique proposé dans le scénario négaWatt 2022 permet-il d'assurer l'équilibre entre offre et demande sans importation d'électricité dans notre modèle ?

*Si non, que manque-t-il ?*

Pour identifier la nature d'éventuels manques et mesurer le besoin associé, nous avons fixé les capacités maximales de chaque technologie au niveau prévu dans le scénario négaWatt. Ainsi, le modèle opère en mode *greenfield*, c'est-à-dire qu'il cherche à optimiser le coût d'un modèle énergétique dont il choisit les composantes dans la limite de celles prévues dans le scénario négaWatt 2022. Seules certaines technologies comme les barrages, dont les ouvrages existants aujourd'hui ont vocation à toujours exister en 2050, sont comptées comme installations déjà existantes avant l'optimisation et leur coût n'est pas compté dans les annuités. Nous avons ensuite ajouté au modèle plusieurs technologies factices remplissant chacune une fonction spécifique qui pourrait manquer : production fatale, stockage/production pilotable, réserves (configuration *nW\_eval*). Les coûts associés à ces dernières technologies sont d'un ordre de grandeur plus élevé que toutes les autres technologies disponibles, si bien qu'elles ne sont utilisées qu'en dernier recours, et indiquent alors ce qui manque au scénario négaWatt 2022. Cette approche est similaire à l'ajout plus courant d'une pénalité à la défaillance, mais permet en plus d'évaluer les composantes de cette défaillance grâce aux différentes technologies factices. Les heures où le modèle doit avoir recours à une de ces technologies factices sont comptées comme des heures de défaillance.

Il est vite apparu que la production primaire annuelle d'électricité obtenue avec les puissances prévues dans le scénario négaWatt 2022 était bien supérieure à la demande annuelle, et que certaines technologies fatales, comme le photovoltaïque sur petite toiture, étaient déjà peu utilisées par le modèle. Ainsi nous n'avons pas ajouté de technologie factice de production fatale, qui mesurerait un manque, manifestement inexistant, en ce type de technologies.

Nous avons ajouté une première technologie factice, permettant de mesurer le manque de puissance pilotable, opérant sous forme de stockage, dont les trois composantes (puissance de charge, de décharge, et capacité de stockage) sont choisies indépendamment. Cela permet d'évaluer le besoin en ces trois catégories. Cette technologie fonctionne sans pertes et ne peut pas participer à la réserve.

Nous avons ajouté une seconde technologie factice permettant de mesurer le manque de technologies participant aux réserves opérationnelles. Cette technologie factice ne participe qu'aux réserves et non à l'équilibre horaire du réseau électrique. Elle est instantanément modifiable en puissance, ce qui signifie que la totalité de la puissance installée peut servir aux réserves, comme pour les batteries et les centrales hydrauliques.

*Si non, quelles variantes permettent d'assurer l'équilibre et à quel coût ?*

Dans le cas où le mix énergétique prévu par négaWatt ne permettrait pas d'assurer l'équilibre entre offre et demande, nous construisons et évaluons des variantes du scénario qui le permettent. Nous avons identifié à la première étape les besoins en technologie pilotable supplémentaire permettant de satisfaire la demande à chaque heure ; l'étude de variantes nous permet de voir si le reste du réseau permet de supporter le choix d'une technologie ou d'un vecteur énergétique donné.

Nous ne considérons que des technologies envisagées pour le scénario négaWatt 2022, dont la puissance installée peut être augmentée :

- Pour les barrages hydrauliques, aucune possibilité d'augmentation de la puissance installée significative n'a été identifiée dans les autres scénarios prospectifs ou dans les stratégies nationales.
- Seuls 6,2 GW de STEP (puissance de décharge) sont prévus dans le scénario négaWatt 2022, soit 1,2 GW de plus qu'aujourd'hui. RTE (2022) prévoit une puissance de décharge de 8,5 GW. Nous avons donc dans un premier temps aligné nos variantes sur ce potentiel.
- Trois autres technologies peuvent être ajoutées : les turbines à méthane, à hydrogène, et les batteries. Nous avons donc prévu trois variantes où le potentiel de chacune de ces trois technologies serait augmenté pour combler les manques identifiés (respectivement *nW\_CH4*, *nW\_H2* et *nW\_batt*).

Puisque, dans les trois variantes présentées, nous modifions la partie piloteable du mix énergétique, nous évaluons également une configuration où celle-ci est laissée libre, tout en maintenant la partie non pilotable prévue dans le scénario négaWatt 2022 (configuration *nW\_opti*). Elle permet de mieux comprendre les besoins du réseau électrique et comment ils peuvent être optimalement comblés, ainsi que de servir de référence pour comparer les coûts des configurations précédentes.

L'ensemble des configurations évaluées et de leurs caractéristiques est résumé dans le tableau 4.

Tableau 4. Résumé des différents scénarios étudiés

Configuration	<i>nW_eval</i>	<i>nW_CH4</i>	<i>nW_H2</i>	<i>nW_batt</i>	<i>nW_opti</i>
Puissance installée des technologies non pilotables limitée à celle prévue dans le SnW2022	✓	✓	✓	✓	✓
Puissance installée des technologies pilotables limitée à celle prévue dans le SnW2022...	✓	✓	✓	✓	
... sauf STEP et turbines à méthane en cycle ouvert		✓			
... sauf STEP et turbines à hydrogène			✓		
... sauf STEP et batteries				✓	
Utilisation de technologies factices pour évaluer les manques du mix énergétique		✓			

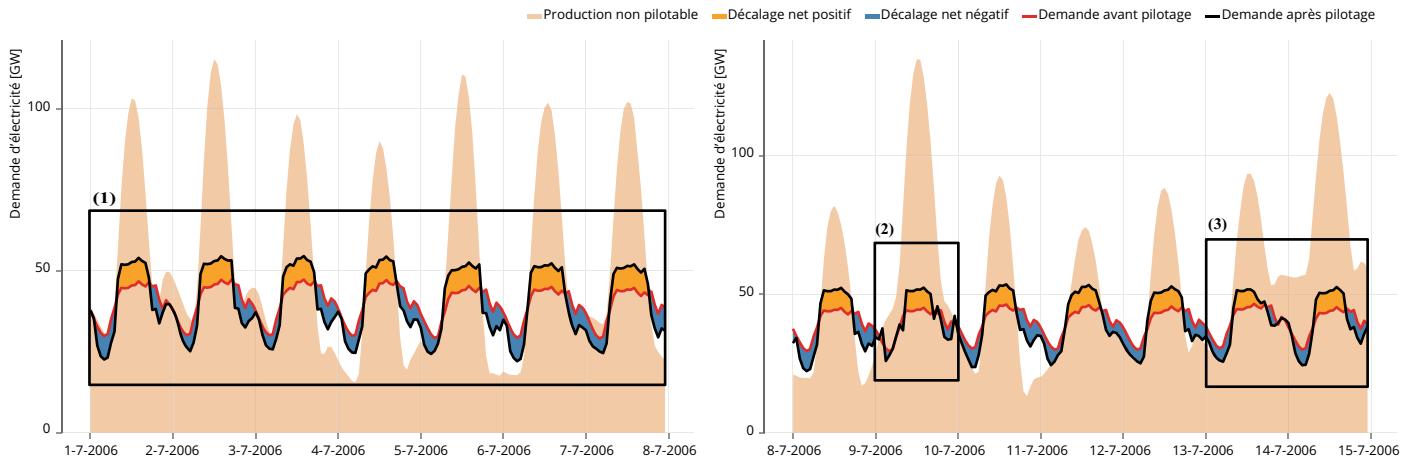
## 2. Résultats

### 2.1. Pilotage de la demande en électricité : déplacement vers la période de production photovoltaïque

Le pilotage de la demande est fortement utilisé par le modèle. Cette source de flexibilité importante n'est pas forcément utilisée pour réduire les pics de demande, mais plutôt pour lisser la demande résiduelle. Ainsi la demande est généralement déplacée du début de soirée et de matinée vers le milieu de la journée, où la production photovoltaïque permet souvent des excédents, particulièrement en été.

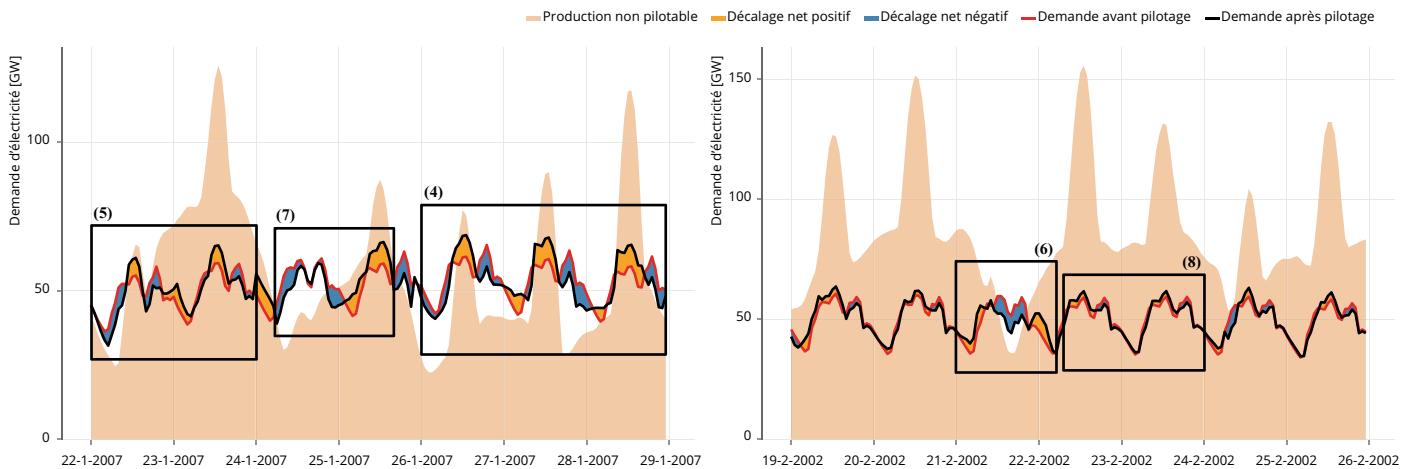
En été (graphique 3a), la forte production photovoltaïque amène presque systématiquement à déplacer au maximum la demande vers le milieu de la journée pour éviter l'effacement de la production.

Graphique 3a. Utilisation du pilotage de la demande



a) Pilotage de la demande sur deux semaines typiques d'été : l'utilisation est très régulière (1), même lorsque la production est plus haute que la demande sur l'ensemble de la journée (2)(3).

Graphique 3b. Utilisation du pilotage de la demande



b) Pilotage de la demande sur deux semaines typiques d'hiver : la demande est également souvent décalée vers le pic de production photovoltaïque (4)(5) mais la situation peut être inversée (6), la demande peut aussi être décalée sur de plus longues périodes comme d'un jour à l'autre (7) ou être peu pilotée (8).

Source : Auteurs.

Cela reste vrai dans une moindre mesure lorsque la production fatale dépasse la demande pendant toute la journée, afin de maximiser le rechargement des technologies de stockage en étalant la production résiduelle. Cela signifie que des méthodes de pilotage statiques, comme les tarifs « heures pleines »/« heures creuses », peuvent être très efficaces en été pour déplacer la consommation vers le pic de production photovoltaïque.

En hiver (graphique 3b), l'utilisation du pilotage de la demande est moins systématique à cause de la variabilité moins régulière de l'éolien. La demande est aussi déplacée plutôt hors des pics du matin et du soir vers le milieu de journée, mais les fortes variations intra et interjournalières de l'éolien peuvent amener à la situation inverse, à peu piloter la demande ou à décaler la demande presque d'un jour à l'autre. Cela signifie que le pilotage statique de la demande sera moins efficace qu'en été, et qu'un pilotage dynamique de la demande serait utile.

## 2.2. Équilibre électrique : caractérisation des technologies supplémentaires nécessaires pour éviter toute heure de défaillance

La production électrique annuelle est bien supérieure à la demande : sur les 19 années, la production électrique primaire, c'est-à-dire sans compter la production à partir de méthane et d'hydrogène, s'élève en moyenne à 534 TWh par an, contre une demande finale de 383 TWh par an. Cependant, 92 % de cette production primaire provient de sources non pilotables, majoritairement éolien et photovoltaïque, et n'est pas toujours alignée avec la demande. Une part importante de la production électrique excédentaire est utilisée pour produire du méthane et de l'hydrogène afin d'en satisfaire la demande. En effet, la demande totale d'électricité, soit incluant les usages pour satisfaire la demande de méthane et d'hydrogène et les pertes de conversion et stockage, s'élève à 547 TWh par an, pour une production d'électricité totale de 560 TWh (production primaire et issue de conversion). Également, des sources de flexibilité sont utilisées comme le stockage ou le pilotage de la demande, si bien que seuls 2,5 % de la production électrique primaire est écrêtée. Cependant, les solutions de flexibilité envisagées ne sont pas suffisantes pour assurer l'équilibre offre/demande horaire et les besoins de réserves opérationnelles à toute heure de ces 19 années.

Avec les hypothèses de notre modèle, il existe quelques heures parmi les 19 années étudiées pour lesquelles le mix énergétique proposé dans le scénario négaWatt 2022 ne permet pas d'assurer

l'équilibre offre/demande. Dans la quasi-totalité des cas, le manque apparaît entre janvier et février en début de soirée (17 h à 19 h), en moyenne entre trois et quatre heures par an. Le 1<sup>er</sup> et 2 février 2006, journées où le manque de production est le plus grand, la demande n'est pas non plus assurée le matin.

Le Code de l'énergie (article D141-12-6) stipule que la durée moyenne de défaillance annuelle doit être inférieure à trois heures. Le mix prévu en 2050 par le scénario négaWatt 2022 est donc tout juste au-delà de ce critère, sans recours aux interconnexions. Dans la suite de cette section, nous étudions comment faire évoluer ce mix pour éviter toute heure de défaillance, en allant donc au-delà du critère de sécurité d'approvisionnement fixé par le Code de l'énergie.

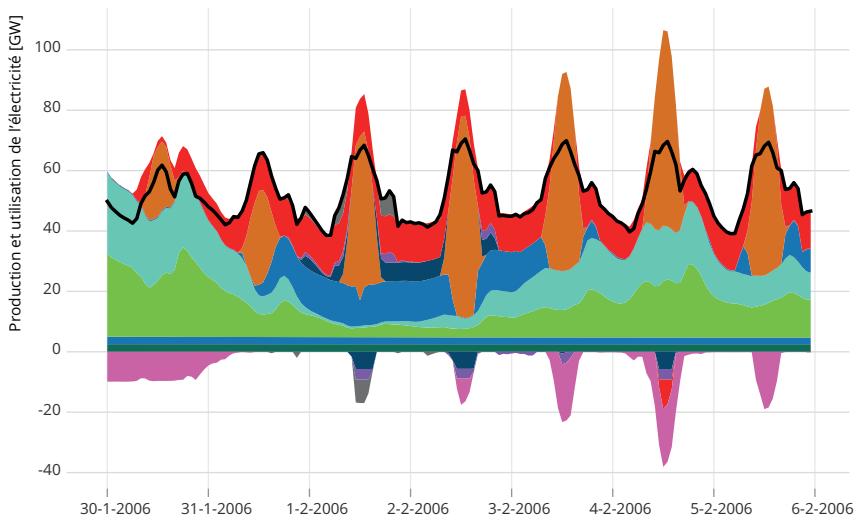
Nous identifions un manque de technologies pilotables de 7,8 GW pour assurer la production sur tous les pics de demande résiduelle. L'installation de ces technologies ferait appel à un stockage d'une capacité de 27,8 GWh. Nous identifions également un manque de 6,0 GW de puissance contractée de réserves opérationnelles. Le besoin total de technologies pilotables est donc de 13,8 GW, soit une augmentation de 39 % par rapport au scénario négaWatt 2022.

Le graphique 4a montre l'équilibre du réseau électrique sur la semaine présentant le manque de puissance pilotable le plus important. On voit que ce manque apparaît sur une période présentant très peu de production éolienne, en particulier en mer. Le graphique 4b montre l'équilibre entre la demande résiduelle et la production pilotable sur cette même semaine. On peut voir que les batteries pourraient permettre de limiter le manque de flexibilité du matin, mais qu'à cause de leur faible capacité de stockage elles doivent être préservées pour le pic plus important du soir.

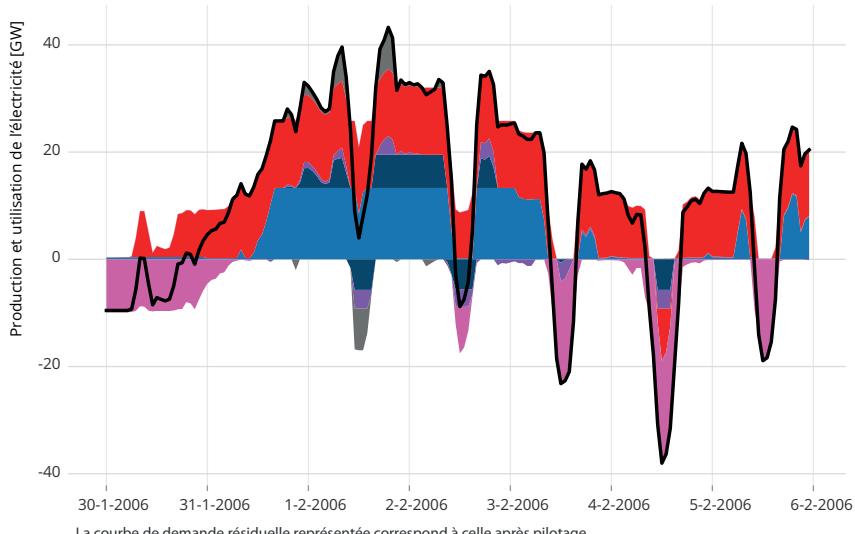
On peut noter également que la totalité de la puissance installée sur petites toitures (toitures de particuliers) prévue dans le scénario négaWatt n'est pas utilisée. Le pic de production photovoltaïque est déjà très haut et écrété en été (graphique 5). Cette technologie ne permet pas de répondre aux pics de demande, situés en début et en fin de journée (il faudrait pour cela qu'elle soit combinée à davantage de moyens de stockage, comme des batteries), et participerait à augmenter le besoin de réserves opérationnelles, car elle fait partie des technologies non pilotables. Le coût d'investissement annualisé et d'opération et maintenance de ces installations évitées s'élève à 3,4 milliards d'euros par an (Md€/an), ce qui est significatif par rapport au coût total du système.

**Graphique 4. Équilibre du réseau électrique sur la semaine présentant le pic de demande résiduelle**

a) Demande et production électrique par source, déstockage inclus, sur une semaine



b) Demande résiduelle et production électrique pilotable par source sur une semaine



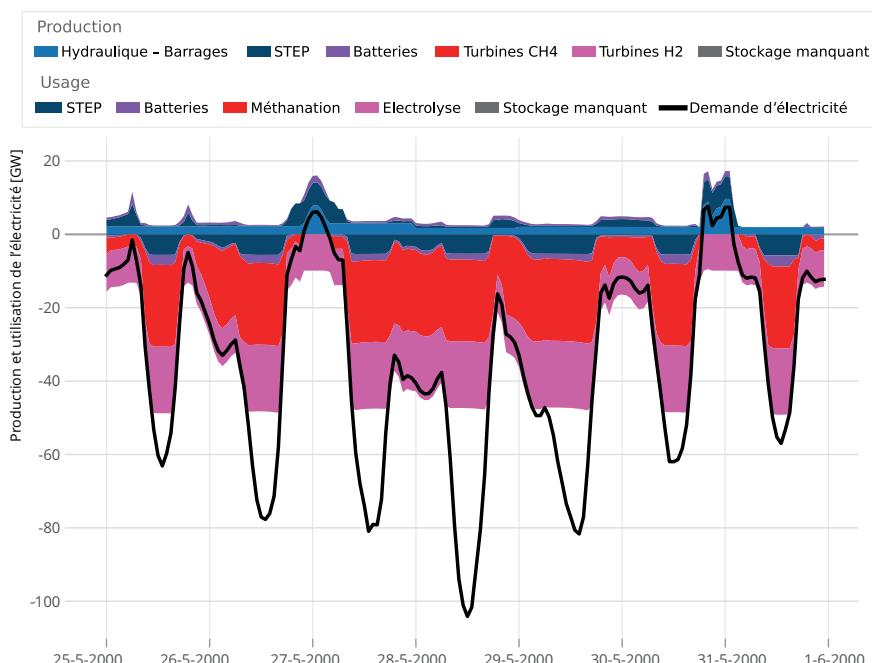
Production

Cogénération	Eolien - Terrestre	Hydraulique - Barrages	Photovoltaïque	STEP	Batteries
Turbines CH4	Turbines H2	Stockage manquant	Hydraulique - Autres	Eolien - En mer	

Usage

STEP	Batteries	Méthanation	Electrolyse	Stockage manquant	Demande d'électricité
------	-----------	-------------	-------------	-------------------	-----------------------

Graphique 5. Équilibre résiduel du réseau électrique sur la semaine présentant le plus gros écrêttement (59 GW)



Note : La courbe de demande résiduelle représentée correspond à celle après pilotage. Les usages n'atteignent pas la production résiduelle (demande résiduelle négative) qui est donc écrêtée. Au total, 2,5 % de la production est écrêtée.

Source : Auteurs.

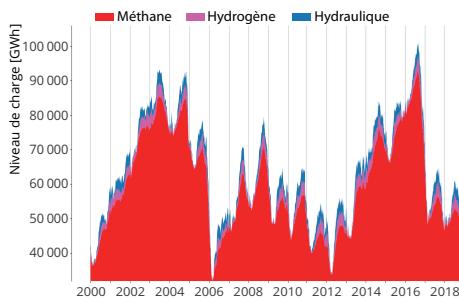
Les différentes technologies de stockage sont utilisées à des horizons différents. Le choix des durées de stockage est endogène : le modèle l'optimise en fonction des caractéristiques de ces technologies. Par ailleurs, aucune décharge naturelle au cours du temps n'est intégrée au modèle, comme cela existe en réalité par exemple pour les batteries, car l'ampleur de cette décharge est négligeable.

Comme illustré en graphique 6, le méthane est principalement utilisé comme stockage intersaisonnier et interannuel (graphique 6a). L'hydrogène et les barrages sont utilisés comme stockage intersaisonnier et intermensuel (graphique 6b). Le niveau de charge des barrages présente un minimum en fin d'hiver et un maximum en fin d'été puisque les ouvrages se situent principalement sur des fleuves à régime hydrologique glaciaire. Cela est aligné avec les autres stockages intersaisonniers, puisque les excédents permettant de les recharger sont principalement issus de la production photovoltaïque estivale, et les longues périodes de déficit énergétique sont situées en hiver. Cette

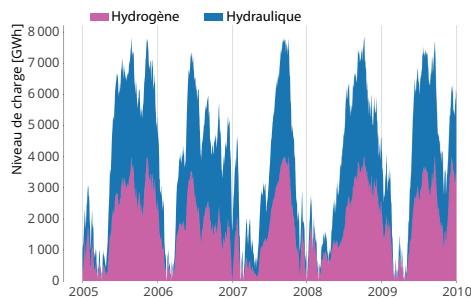
correspondance ne facilite pas la gestion des stocks intersaisonniers. Le méthane, l'hydrogène et les barrages hydrauliques sont aussi utilisés comme stockage de plus courte durée, puisqu'ils sont mobilisés en pointe. Les STEP sont utilisées comme stockage intermensuel à interhoraire (graphique 6c) et les batteries sont utilisées essentiellement comme stockage interhoraire (graphique 6d).

**Graphique 6. Niveau de charge des différentes technologies de stockage dans la configuration nW\_eval**

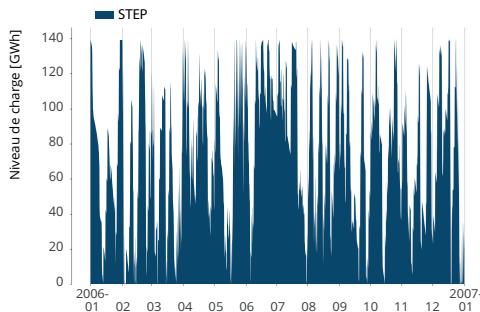
a) Niveau des stocks de méthane, d'hydrogène et des barrages sur 19 ans



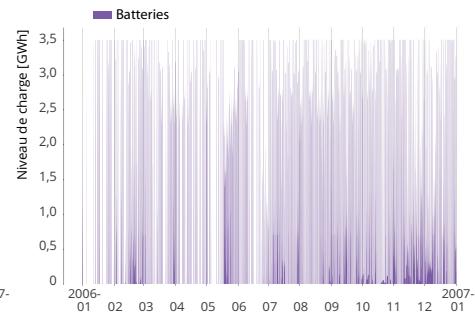
b) Niveau des stocks d'hydrogène et des barrages sur 5 ans



c) Niveau de charge des stockages STEP sur un an



d) Niveau de charge des stockages des batteries sur un an



Source : Auteurs.

### 2.3. Variantes du scénario : plusieurs technologies permettent de combler l'écart

Nous évaluons trois variantes permettant d'assurer l'équilibre entre offre et demande d'électricité. Les trois variantes présentent une puissance installée de STEP augmentée, et le reste de la puissance piloteable supplémentaire nécessaire est assuré soit par des turbines à méthane en cycle ouvert, soit par des turbines à hydrogène en cycle combiné, soit par des batteries (voir sous-section 1.4).

Le tableau 5 présente le coût annuel moyen du système pour les variantes évaluées. Les trois configurations *nW\_CH4*, *nW\_H2* et *nW\_batt* ont un coût proche. L'approche par les turbines à méthane a l'avantage de pouvoir s'appuyer sur le réseau de gaz existant et de peu affecter la partie *matériaux* du scénario négaWatt 2022<sup>12</sup>. Les trois solutions sont également proches en termes d'empreinte carbone, avec une empreinte annuelle autour de 23 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>eq). Les trois alternatives présentent également un surcoût très faible par rapport à la configuration *nW\_opti*.

Tableau 5. Comparaison des coûts des différentes variantes entre elles et avec le mix pilotable optimal

Configuration	<i>nW_CH4</i>	<i>nW_H2</i>	<i>nW_batt</i>	<i>nW_opti</i>
Coût du système (Md€/an)	34,52	34,99	34,16	33,95
Écart à l'optimum (%)	+1,7 %	+3,1 %	+0,6 %	
Coûts fixes des technologies rajoutées au scénario négaWatt 2022 (Md€/an)	0,80	1,31	0,90	

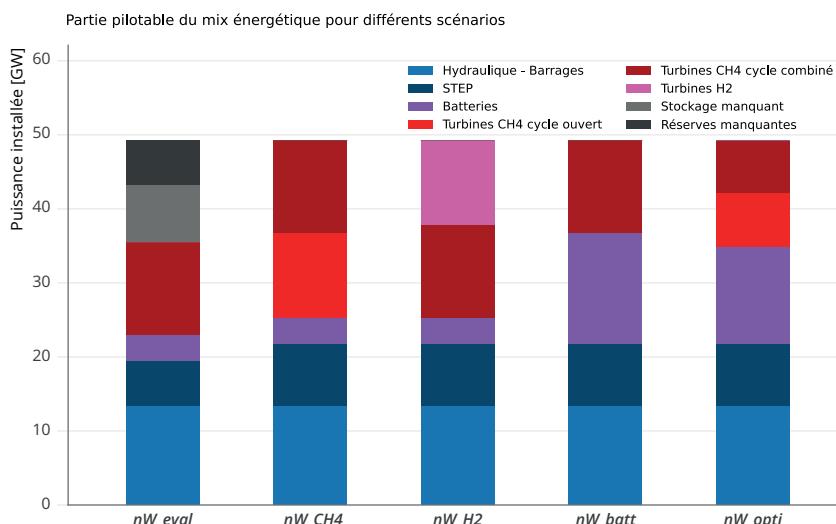
Par ailleurs, on peut remarquer que les coûts fixes induits par l'ajout des technologies pilotables restent largement plus faibles que les coûts évités par la réduction de la puissance photovoltaïque installée, qui s'élèvent à 3,4 Md€/an. Selon nos hypothèses de coûts, qui s'alignent principalement sur RTE (2022), les mix énergétiques dans ces variantes sont donc moins chers que celui proposé dans le scénario négaWatt 2022.

Le coût des installations ajoutées dans ces variantes peut être évalué par rapport à la demande qui ne serait pas fournie si elles étaient absentes (*lost load*). On obtient alors un coût des derniers MWh fournis de l'ordre de 100 000 €/MWh. À titre comparatif, RTE et la CRE proposent une valeur de l'énergie non distribuée de 33 000 €/MWh (CRE et RTE, 2022). Cependant, cette valeur élevée est à nuancer au vu des multiples fonctions des technologies ajoutées : en plus de fournir de la puissance de pointe pour éviter toute demande non fournie, elles participent aussi à la réserve et permettent de réduire la quantité installée d'autres technologies.

12. Scénario négaMat.

Le graphique 7 permet de comparer la partie piloteable du mix énergétique du scénario négaWatt 2022 aux trois variantes présentées et au mix piloteable optimal. Ce dernier utilise des turbines à gaz à cycle ouvert et à cycle combiné, qui sont peu intensives en capital mais qui utilisent un vecteur dont la production est limitée. Elles sont donc adaptées à la production de pointe, particulièrement dans le cas des turbines à cycle ouvert : effectivement, leur facteur de charge est de moins de 1 % (tableau 6). Le mix piloteable optimal comprend également une part importante de batteries, qui fournissent la majorité des puissances contractées en réserves opérationnelles (tableau 6). Leurs faibles capacités de stockage et leur possibilité de moduler instantanément leur puissance de sortie les rendent particulièrement adaptées à cette tâche.

**Graphique 7. Comparaison de la partie piloteable des différents mix énergétiques**

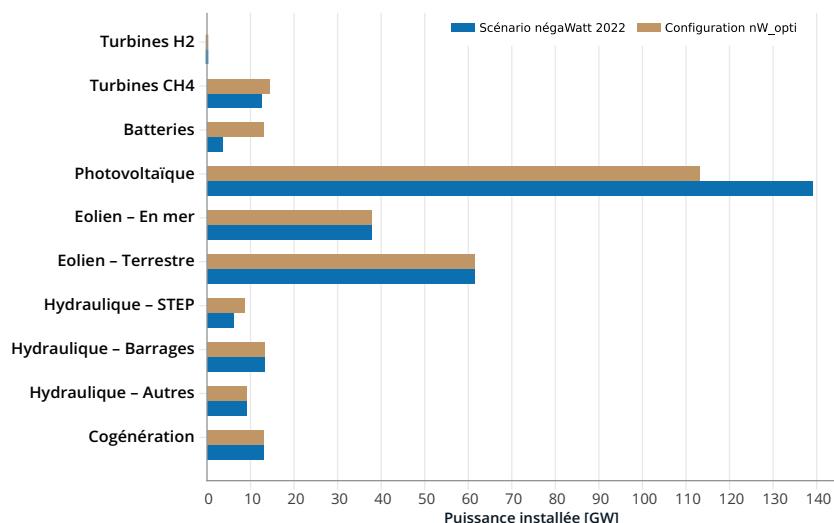


Source : Auteurs.

Plus généralement, pour pouvoir répondre à la demande chaque heure sans importations, il est nécessaire d'installer plus de puissance piloteable que dans le scénario négaWatt 2022, mais il y a besoin de moins de puissance non piloteable, comme le montre le graphique 8.

La variante méthane ne se traduit pas par une utilisation plus importante de méthane. Les turbines à gaz à cycle ouvert ajoutées sont utilisées pour de la puissance de pointe et donc consomment très peu

Graphique 8. Comparaison des puissances installées dans le scénario négaWatt et pour la variante « mix piloteable optimal »



Source : Auteurs.

de méthane. L'ajout de STEP permet même de moins utiliser les turbines à gaz en cycle combiné et la production de méthane est donc identique, voire légèrement inférieure, à la configuration *nW\_eval*. Dans la variante hydrogène, la production par électrolyse augmente d'environ 1,5 TWh<sub>PCI</sub>/an par rapport à la configuration *nW\_eval*, pour atteindre 62 TWh<sub>PCI</sub>/an.

Le stockage supplémentaire associé n'est pas contraignant pour le méthane, qui utilise le réseau existant (GIE, 2021), lequel est largement surdimensionné par rapport aux besoins du système étudié. Pour l'hydrogène, cependant, il existe une forte incertitude sur les capacités de stockage en cavité saline, estimées entre 3 et 5 TWh dans RTE (2022). Cela pourrait contraindre l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur de flexibilité. En effet, les coûts des systèmes indiqués dans le tableau 5 correspondent à une situation avec 4 TWh<sub>PCI</sub> de stockage en cavités salines : une capacité de stockage plus faible rendrait nécessaire la production d'hydrogène sur des périodes présentant moins d'excès de production d'électricité, ou le recours à des stockages d'hydrogène plus coûteux, ce qui augmenterait les coûts.

Dans le scénario négaWatt 2022, la quantité de batteries est limitée par les disponibilités en lithium réparties équitablement entre les différents pays du monde. Les scénarios présentant plus de batteries

dépassent donc cette limite, si les batteries considérées sont toutes des batteries Li-ion. Une alternative consiste à utiliser des batteries sodium-ion, qui présentent de plus une faible empreinte carbone (Bai et Song, 2023).

Le tableau 6 donne les facteurs de charge des différentes technologies pilotables et leur participation aux réserves pour le mix pilote optimal. Un facteur de charge faible indique qu'une technologie est essentiellement utilisée pour de la production de pointe (comme les turbines à gaz) ou pour les réserves (comme les batteries).

**Tableau 6. Facteurs de charge et participation aux réserves des différentes technologies du mix pilote optimal**

	Facteur de charge (%)	Participation à la réserve primaire (% des besoins en réserve primaire)	Participation à la réserve secondaire (% des besoins en réserve secondaire)
Barrages	19,3 %	14,1 %	15,7 %
STEP	9,9 %	21,3 %	17,0 %
Batteries	6,1 %	63,4 %	65,6 %
Turbines à gaz à cycle ouvert	0,3 %	0,2 %	0,2 %
Turbines à gaz à cycle combiné	6,1 %	1,0 %	1,4 %

## 2.4. La production de méthane à partir de biomasse joue un rôle important

Un des éléments centraux du scénario négaWatt 2022, repris comme hypothèse ici, est la quantité importante de biomasse disponible pour la production énergétique. Les quantités de méthane disponibles (125 TWh<sub>PCI</sub> par méthanisation et 46 TWh<sub>PCI</sub> par pyro-gazéification) sont comprises dans les bornes des quantités mobilisées dans les différents scénarios de l'ADEME (2021), mais sont proches des maximums envisagés (scénarios S3 et S4). D'après les auteurs du scénario, « la production de biogaz selon le scénario négaWatt n'entre en aucun cas en concurrence avec la production alimentaire » (négaWatt, 2022). Celle-ci repose, dans l'ordre d'importance, sur des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), la valorisation de l'herbe rendue disponible dans un contexte de réduction du cheptel bovin, l'utilisation de résidus de culture et de déjections d'élevage et le recyclage de biodéchets. L'utilisation de CIVE n'est cependant pas neutre sur le système de culture et en particulier les rotations mises en

œuvre sur une exploitation (Boros *et al.*, 2025). La production agricole est également soumise à des aléas météorologiques qui peuvent être significatifs sur la quantité produite à l'échelle de la France. Plus généralement, la récupération et la valorisation de ces sources de biomasse nécessitent une importante réorganisation de la logistique et du système productif. Bien que les auteurs du scénario prennent ces difficultés en compte dans l'évaluation des quantités de biomasse disponibles, il est pertinent d'évaluer la sensibilité de l'équilibre du réseau électrique à la biomasse disponible.

Comme montré précédemment, il existe peu de marge de modification vers le bas de la quantité d'énergie primaire disponible, celle-ci étant très proche des besoins (seulement 2,5 % de la production électrique est écrétée). Ainsi, le mix énergétique étudié est très sensible aux modifications de la production possible. De fait, il n'est pas possible de réduire de manière trop importante la quantité de biomasse disponible : une réduction de 10 % rend le problème d'optimisation insoluble ; autrement dit, la quantité d'énergie primaire disponible ne permet alors pas de satisfaire la demande.

Une diminution de 8,5 TWh<sub>PCI</sub> (5 %) de la biomasse disponible entraîne une augmentation de 0,6 GW (4,3 %) de puissance pilotable nécessaire. Cette augmentation est due en totalité à l'augmentation des besoins de réserve. Ceux-ci sont causés par l'augmentation de la puissance photovoltaïque installée pour compenser la baisse de production d'énergie primaire. La production de méthane par méthanation augmente de 3,4 TWh<sub>PCI</sub>/an (9,5 %) en moyenne. Le pic de demande résiduelle ayant lieu lorsque la production photovoltaïque est nulle, l'augmentation de puissance photovoltaïque installée n'entraîne pas de changement du besoin de puissance pilotable pour le satisfaire. Cette réduction de la biomasse disponible entraîne une augmentation du coût du système de 4,5 Md€/an (5,9 %).

Une augmentation de 8,5 TWh<sub>PCI</sub> (5 %) de la biomasse disponible entraîne une diminution de 0,1 GW (0,7 %) de puissance pilotable nécessaire. Cette diminution est également due en totalité à la diminution des besoins de réserve due à une baisse de la puissance photovoltaïque installée. La production de méthane par méthanation diminue de 7,6 TWh<sub>PCI</sub>/an (21,4 %) en moyenne. Le besoin de puissance pilotable pour satisfaire le pic de demande résiduelle est également inchangé. Cette augmentation de la biomasse disponible entraîne une diminution du coût du système de 1,1 Md€/an (1,4 %).

### 3. Discussion

#### 3.1. Comparaison avec d'autres études

Nous obtenons que, pour assurer l'équilibre entre offre et demande sur le réseau électrique à toute heure sans recours aux interconnexions et les besoins de réserves, la partie pilotable du mix énergétique proposé dans le scénario négaWatt 2022 doit être renforcée, la part pilotable atteignant alors 17,3 % de la puissance installée, contre 12,0 % dans le scénario. Les centrales pilotables servant à assurer les pics de demande, elles ont un facteur de charge plus faible que les autres, et la part pilotable dans la production électrique est donc moins importante, à 6,1 %.

Ce résultat est différent de celui obtenu dans Seck *et al.* (2020), qui étudient aussi la stabilité du réseau électrique français face à une pénétration de technologies fatales de plus en plus importante. Leur mix énergétique présente une part pilotable de 37,2 % de la puissance installée et 16,3 % de la production d'électricité.

Cette différence s'explique en partie par le fait que leur modèle est soumis à des limites fortes sur l'installation de technologies de stockage et de conversion de vecteur : au plus 1,5 GW de STEP, 0,5 GW de stockage à air comprimé et 3 GW en « autres stockages » représentant notamment la conversion d'électricité en gaz, soit 5 GW en tout. En comparaison, les différentes variantes proposées ici comprennent déjà toutes au moins 12 GW de STEP et batteries. Elles utilisent également le méthane ou l'hydrogène comme vecteur pour le stockage à long terme, bien qu'il soit difficile d'évaluer combien exactement correspond à du stockage d'électricité, du fait des autres usages et sources de ces vecteurs. L'utilisation de stockage plutôt que de production primaire pilotable permet d'augmenter la part fatale du mix énergétique : d'abord il devient intéressant d'installer plus de puissance fatale, leur production pouvant être valorisée ; cela réduit ensuite la demande résiduelle et donc le besoin de puissance pilotable.

Deux autres hypothèses expliquent cette différence : d'abord, une corrélation parfaite des courbes de charge de l'éolien terrestre et en mer dans Seck *et al.* (2020), limitant la complémentarité entre ces deux technologies ; ensuite, un facteur de charge éolien et photovoltaïque plus faible : 23 % contre 30 % pour l'éolien terrestre, 40 % pour l'éolien en mer contre 41 % (posé) et 46 % (flottant), 14 % pour le photovoltaïque contre 14 % (orientation est-ouest) et 16 % (orientation sud).

Nos résultats sont proches des différents scénarios proposés dans RTE (2022) et ADEME (2021), dont les parts pilotables dans le mix énergétique et dans la production électrique sont exposés au tableau 7. Les scénarios les plus ambitieux sur l'installation de technologies fatales dans ces études présentent une part non piloteable dans le mix énergétique assez proche de nos résultats.

Tableau 7. Part piloteable dans les mix énergétiques de différents scénarios

Scénario		Part piloteable dans la puissance installée	Part piloteable dans la production d'électricité
RTE Futurs énergétiques 2050	M0	26,5 %	16,7 %
	M1	25,9 %	18,2 %
	M23	26,7 %	15,8 %
ADEME Transition(s) 2050	S1	29,6 %	15,6 %
	S2	23 %	12,4 %
	S3-EnR	22,2 %	11,8 %
	S3-Nuc	38 %	22,4 %
S4		33,3 %	26,9 %
Résultats de cette étude		17,3 %	6,1 %

Les scénarios S2 et S3-EnR de l'ADEME (2021) présentent une part fatale du mix énergétique proche de la nôtre. Les écarts un peu plus importants avec les scénarios de RTE (2022) proviennent sûrement en partie du facteur de charge éolien plus faible que dans le présent article, ainsi que d'une utilisation plus importante du photovoltaïque dans M0 et M1, qui nécessite plus de capacité pilotable pour couvrir les périodes sans production la nuit, alors que l'éolien, en particulier en mer, présente moins de périodes de production très faible. Également, l'absence de spatialisation dans notre modèle, sur laquelle nous revenons dans la sous-section 3.4, peut expliquer une partie de ces écarts.

Par ailleurs, il est à noter que ces études sont les résultats de scénarios et non d'optimisations du système énergétique, et ils n'étudient donc pas nécessairement des mix énergétiques à la limite de la faisabilité comme c'est le cas de la présente étude.

Enfin, nous montrons que différents mix énergétiques permettent de satisfaire la demande à toute heure avec un coût très proche. Ce résultat est cohérent avec les autres études sur les mix énergétiques fortement renouvelables (Neumann et Brown, 2023).

### 3.2. Sensibilité à la disponibilité de biomasse

Comme évoqué dans la sous-section 2.4, le mix énergétique étudié est fortement sensible aux modifications de la quantité d'énergie primaire disponible, car il ne dispose pas de beaucoup de marge de manœuvre.

En particulier, la quantité de biomasse disponible pour la production de méthane a un impact important sur le fonctionnement du système et son coût, particulièrement lorsqu'elle est réduite, puisqu'une utilisation plus importante de la méthanation est alors nécessaire. Cet impact pourrait être précisé en utilisant une demande de méthane variable au cours de l'année, voire dont la part thermosensible aurait été mise en cohérence avec les autres données météorologiques utilisées, comme cela a été fait pour la demande électrique (voir sous-section 1.3.2). En effet, dans cette étude, la demande annuelle de méthane prévue dans le scénario négaWatt 2022 est répartie uniformément tout au long de l'année. Or, une part importante du gaz est utilisée dans le scénario négaWatt 2022 pour la production de chaleur, bien qu'elle soit bien plus faible qu'aujourd'hui. Cette demande de chaleur est naturellement plus élevée en hiver. Pour étudier ce point, l'ajout du vecteur chaleur dans la modélisation serait pertinent afin de déterminer de manière endogène les sources d'énergie utilisées pour sa production.

Par ailleurs, l'importance de la dépendance au méthane produit à partir de biomasse dans le scénario négaWatt 2022 montre la nécessité de s'interroger sur les politiques publiques permettant son développement en limitant la compétition avec la production alimentaire. Les politiques allemandes et françaises présentent à ce titre des différences importantes (Levavasseur *et al.*, 2023 ; Boros *et al.*, 2025).

Outre la disponibilité en biomasse, il serait intéressant de mener des analyses de sensibilité afin d'évaluer la robustesse du scénario et d'identifier les paramètres les plus influents. Cette approche pourrait être envisagée dans le cadre d'une étude ultérieure. Le modèle Eoles peut aussi calculer les valeurs duales associées aux différentes contraintes. Leur analyse constituerait un outil précieux pour comprendre les tensions internes et identifier les contraintes les plus influentes. Une étude spécifique mérirait d'y être consacrée.

### 3.3. Inertie

L'inertie des turbines des centrales de production limite la vitesse à laquelle la fréquence dérive lors des déséquilibres entre offre et demande. Ces machines tournantes sont dans les réseaux historiques le premier garant de la stabilité du réseau (IEA et RTE, 2021). Dans un mix énergétique fortement renouvelable, intégrant une part importante d'éolien et de photovoltaïque qui ne reposent pas sur des machines tournantes et donc ne fournissent pas d'inertie, la gestion de l'inertie sur le réseau devient un enjeu crucial (*ibid.*), mais nous ne l'intégrons pas à notre modélisation. Bien que les technologies le permettant ne soient pas encore toutes diffusées à grande échelle, il existe désormais un consensus sur la possibilité de maintenir la stabilité d'un système électrique sans moyen de production conventionnel (*ibid.*), soit avec des onduleurs *grid-forming*, soit avec des compensateurs synchrones. Selon RTE (2022), « une part de 20 à 30 % des onduleurs des capacités éoliennes et photovoltaïques avec des aptitudes *grid-forming* est suffisante pour maintenir la stabilité de la fréquence ».

Par ailleurs, l'ajout des contraintes d'inertie influence peu la part pilotable du mix énergétique, qui passe de 34,2 % à 37,2 % de la puissance installée et de 12,3 % à 16,3 % de la production électrique dans Seck *et al.* (2020). Ces derniers obtiennent que les contraintes d'inertie amènent à installer des centrales conventionnelles ; cependant, leur modèle intègre peu d'autres manières d'apporter de l'inertie au réseau et avec un potentiel très limité d'installation. En particulier, ils excluent la participation des éoliennes et des panneaux photovoltaïques à l'inertie via l'électronique de puissance, technologie déjà démontrée à petite échelle. En pratique, l'impact de l'inertie sur le mix énergétique devrait donc être encore plus faible que dans cette étude. Nos résultats auraient alors été peu modifiés par son ajout.

Cependant, les moyens de gestion de l'inertie dans un réseau à forte pénétration de technologies fatales n'ont pas encore fait l'objet de démonstration à l'échelle d'un pays, et de nouvelles difficultés pourraient apparaître (IEA et RTE, 2021). En particulier, cette question pourrait avoir un impact sur les besoins et les temps d'activation des réserves opérationnelles. Cette étude n'a pas pour visée d'apporter des éléments de réponse à cette question, le modèle Eoles ne permettant pas de la traiter.

### 3.4. Renforcement des réseaux électriques

La nécessité de renforcer les réseaux électriques est également un enjeu identifié dans IEA et RTE (2021) pour le développement d'un mix énergétique fortement renouvelable. Notre modèle non spatialisé, qui suppose donc que l'ensemble des sources de production et de consommation sont parfaitement interconnectées, ne permet pas de traiter cette question.

Pourtant, l'ajout de la spatialisation à un modèle énergétique, qui sépare les sources de production et de consommation dans l'espace, augmente le besoin de flexibilité. Il existe deux manières substituables de répondre à ce besoin : les réseaux électriques, qui permettent une redistribution de la production dans l'espace, et le stockage, qui permet une redistribution de la production dans le temps (Brown *et al.*, 2018b ; Neumann et Brown, 2023). L'absence de spatialisation pourrait donc nous amener à sous-estimer le besoin de stockage.

Cependant, les réseaux électriques semblent être la solution la moins coûteuse des deux pour pallier la contrainte de spatialisation (Brown *et al.*, 2018b ; Schlachtberger *et al.*, 2018) et leur utilisation dépend très peu du mix énergétique (Neumann et Brown, 2023). L'ajout de spatialisation aurait donc également peu modifié nos résultats, outre ceux sur le coût du système qui serait alors augmenté.

## 4. Conclusion

Les études prospectives récentes ont amené sur le devant de la scène publique les questions de mix énergétique, et en particulier de production électrique. Au vu de l'influence de ces études sur le débat politique et public, il est important que leurs résultats et méthodes soient débattus au sein de la sphère scientifique.

Nous évaluons l'équilibre énergétique du scénario négaWatt 2022 à l'aide du modèle Eoles, modèle d'optimisation du mix énergétique libre de droit représentant de nombreuses contraintes du système électrique. Nous obtenons que ce mix permet presque d'atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par le Code de l'énergie (au plus trois heures de défaillance par an en moyenne) sans recours aux interconnexions, mais qu'il manque de puissance piloteable pour fournir les réserves opérationnelles. Si l'on souhaite combler ce manque de réserves et aller au-delà de ce critère de sécurité d'approvisionnement en évitant toute heure de défaillance, la puissance piloteable installée

doit être augmentée de 13,8 GW par rapport aux 35,5 GW prévus dans le scénario, ce qui correspond à une augmentation de 39 %. Cette puissance piloteable supplémentaire est utilisée à hauteur de 6,0 GW pour fournir des réserves au réseau électrique, et 7,8 GW sont appelés sur la pointe de demande résiduelle pour assurer la demande. Avec ces ajouts, la part piloteable du mix énergétique atteint 17,3 % de la puissance installée et 6,1 % de la production électrique. Naturellement, dans la réalité, les importations d'électricité rendraient inutiles tout ou partie de cette puissance piloteable supplémentaire, d'autant que les interconnexions électriques entre la France et les pays voisins seront renforcées d'ici à 2050 – d'ici à 2035, RTE prévoit de doubler la capacité des interconnexions. Cependant, modéliser ces importations nécessiterait des hypothèses sur les mix énergétiques des pays voisins, qui ne sont pas spécifiés dans le scénario que nous étudions. Notre étude peut donc être vue comme représentant le pire des cas, dans lequel aucune capacité ne serait disponible chez nos voisins pour fournir à la France une part de l'électricité manquante.

Par ailleurs, même sans recours aux interconnexions, l'équilibre électrique peut être atteint à chaque heure en ajoutant les capacités piloteables mentionnées ci-dessus, tout en réduisant la capacité photovoltaïque par rapport au scénario négaWatt. Le gain associé (3,4 Md€/an) est nettement plus élevé que le surcoût entraîné par les capacités piloteables mentionnées ci-dessus (0,78 à 1,26 Md€/an).

Nos résultats permettent de mieux comprendre l'impact de différentes contraintes sur un mix énergétique fortement renouvelable, et en particulier sur les besoins de technologies piloteables. Ils présentent naturellement certaines limites. Le modèle utilisé n'étant pas spatialisé, nous n'intégrons pas les contraintes des réseaux de transport et de distribution d'énergie. Bien que de nombreuses études montrent un besoin de renforcement des réseaux électriques pour soutenir un mix énergétique fortement renouvelable et évaluent les coûts associés, il en existe peu qui regardent l'impact de la contrainte spatiale sur le mix énergétique lui-même. Une évaluation spatialisée du scénario négaWatt 2022 permettrait de mieux comprendre cet impact, en particulier sur la quantité nécessaire de technologies piloteables, ces dernières étant substituables aux réseaux de transport pour répondre aux nouvelles contraintes apportées par la spatialisation. Par ailleurs, nous montrons à quel point il est difficile aujourd'hui d'estimer la demande future d'électricité due à la climatisation. Des études supplémentaires dans ce domaine, en particulier axées sur les évolutions

possibles à différents horizons temporels, seraient utiles pour les travaux prospectifs dans le secteur énergétique. Enfin, bien que nos résultats suggèrent la faisabilité technico-économique du scénario étudié sous certaines hypothèses, il est essentiel de reconnaître les marges d'incertitude et les facteurs de risque qui pourraient compromettre sa réalisation. Des éléments tels que des retards dans le déploiement de technologies clés, comme l'éolien, une surestimation des ressources en biomasse ou une sous-estimation de certains déterminants de la consommation future d'énergie (en particulier les hypothèses relatives à la sobriété énergétique) pourraient affecter la robustesse du scénario. Une analyse approfondie de ces vulnérabilités constitue un axe prioritaire pour des travaux futurs.

## Références

- Abrell J. et F. Kunz, 2015, « Integrating intermittent renewable wind generation : A stochastic multi-market electricity model for the European electricity market », *Networks and Spatial Economics*, vol. 15, n° 1, pp. 117-147, <https://doi.org/10.1007/s11067-014-9272-4>
- ADEME, 2021, *Prospective. Transition(s) 2050. Rapport*, Angers, Agence de la transition énergétique, <https://librairie.ademe.fr/societe-et-politiques-publiques/5072-prospective-transitions-2050-rapport-9791029718878.html>
- ADEME et CODA STRATÉGIES, 2021a, *La climatisation dans le bâtiment. État des lieux et prospective 2050*, Angers, Agence de la transition énergétique, <https://librairie.ademe.fr/urbanisme-et-batiment/5182-la-climatisation-dans-le-batiment.html>
- ADEME et CODA STRATÉGIES, 2021b, *La climatisation de confort dans les bâtiments résidentiels et tertiaires. État des lieux 2020*, Angers, Agence de la transition énergétique, <https://librairie.ademe.fr/changement-climatique/4745-la-climatisation-de-confort-dans-les-batiments-residentiels-et-tertiaires.html#>
- ADEME, GRDF et GRTgaz, 2018, *Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?*, Angers, Agence de la transition énergétique, <https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/1548-mix-de-gaz-100-renouvelable-en-2050-.html>
- Adrees A., H. Andami et V. J. Milanović, 2016, « Comparison of dynamic models of battery energy storage for frequency regulation in power system », in : *2016 18th Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)*, Manhattan, IEEE, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/MELCON.2016.7495314>

- Bai H. et Z. Song, 2023, « Lithium-ion battery, sodium-ion battery, or redox-flow battery : A comprehensive comparison in renewable energy systems », *Journal of Power Sources*, vol. 580, art. 233426, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2023.233426>
- Baratgin L., 2024, *L'hydroélectricité à l'épreuve du changement climatique : modélisation couplée des systèmes hydrologiques et électriques pour l'adaptation et l'atténuation*, thèse de doctorat, Paris, Institut polytechnique de Paris, [https://www.lmd.polytechnique.fr/intro//Files/2024\\_These\\_BARATGIN.pdf](https://www.lmd.polytechnique.fr/intro//Files/2024_These_BARATGIN.pdf)
- Baratgin L., P. Quirion, J. Polcher et P. Dumas, 2025, « Coupling a power system model with a hydrological model improves the representation of sub-monthly hydropower flexibility », *Applied Energy*, vol. 401, art. 126694, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126694>
- Boros L., M. Carozzi, S. Carton, S. Houot, P. Martin et F. Levavasseur, 2025, « Changes in cropping systems associated with biogas plants in French cereal-growing areas », *Agricultural Systems*, vol. 228, art. 104387, <https://doi.org/10.1016/j.aghsy.2025.104387>
- Brown T. W., T. Bischof-Niemz, K. Blok, C. Breyer, H. Lund et B. V. Mathiesen, 2018a, « Response to “Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems” », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 834-847, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.113>
- Brown T. W., D. Schlachtberger, A. Kies, S. Schramm et M. Greiner, 2018b, « Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system », *Energy*, vol. 160, pp. 720-739, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.222>
- Cai Y. et F.-M. Bréon, 2021, « Wind power potential and intermittency issues in the context of climate change », *Energy Conversion and Management*, vol. 240, art. 114276, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114276>
- Carlsson J. et al., 2014, ETRI 2014. *Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050*, Luxembourg, Publications Office of the European Union, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC92496>
- Cebulla F. et T. Fichter, 2017, « Merit order or unit-commitment : How does thermal power plant modeling affect storage demand in energy system models ? », *Renewable Energy*, vol. 105, pp. 117-132, mai, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.043>
- Cédiey H. et al., 2025, « Modèle et données – évaluation de l'équilibre électrique du scénario négawatt 2022 à l'aide du modèle ouvert Eoles », juin, <https://doi.org/10.5281/zenodo.15742445>
- Cédiey H. et J. Ribot, 2024, « CIRED/EOLES : V1.0.2. Zenodo », juillet, <https://doi.org/10.5281/zenodo.15742429>

Couturier C., M. Charru, S. Doublet et P. Pointereau, 2017, « Le scénario Afterres 2050 », <https://afterres.org/dcouvrir/scenario/>

CRE et RTE, 2022, *Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2022 portant proposition d'une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement électrique pour la France métropolitaine continentale prévu à l'article l. 141-7 du code de l'énergie*, [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/220525\\_2022-152-Prop-critere-securite\\_approvisionnement.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/220525_2022-152-Prop-critere-securite_approvisionnement.pdf)

Delort Y. J., 2024, *Impact de scénarios de demande électrique couplés au changement climatique sur des systèmes électriques à forte pénétration d'énergies renouvelables variables : le cas de la France*, these de doctorat, Institut polytechnique de Paris.

Dupré la Tour M.-A., 2023, *Towards a Decarbonized Energy System in Europe in 2050 : Impact of Vector Coupling and Renewable Deployment Limits*, thèse de doctorat, Paris, EHESS.

Escribe C., L. Vivier, L.-G. Giraudet et P. Quirion, 2024, « How to allocate mitigation efforts between home insulation, fuel switch and fuel decarbonization ? Insights from the French residential sector », *Environmental Research Letters*, vol. 19, n° 5, art. 054018, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ad3a7f>

Gerbaulet C., C. von Hirschhausen, C. Kemfert, C. Lorenz et P.-Y. Oei, 2017, « Scenarios for decarbonizing the European electricity sector », in : *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, juin, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/EEM.2017.7982017>

GIE, 2021, « Gas infrastructure Europe storage database », <https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database/>

Hirth L. et S. Müller, 2016, « System-friendly wind power », *Energy Economics*, vol. 56, pp. 51-63, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.02.016>

Howells M. et al., 2011, « OSeMOSYS : The Open Source Energy Modeling System : An introduction to its ethos, structure and development », *Energy Policy*, vol. 39, n° 10, pp. 5850-5870, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>

IEA et RTE, 2021, *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*, Paris, OECD/IEA et RTE, [https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE\\_synthese%20ENR%20horizon%202050\\_FR.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf)

Krakowski V., E. Assoumou, V. Mazauric et N. Maïzi 2016, « Feasible path toward 40-100% renewable energy shares for power supply in France by 2050 : A prospective analysis », *Applied Energy*, vol. 171, pp. 501-522, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.094>

Levavasseur F., L. Martin, L. Boros, J. Cadiou, M. Carozzi, P. Martin et S. Houot, 2023, « Land cover changes with the development of anaerobic digestion for biogas production in France », *GCB Bioenergy*, vol. 15, n° 5, pp. 630-641, <https://doi.org/10.1111/gcbb.13042>

- Lorenz C., 2017, « Balancing reserves within a decarbonized European electricity system in 2050 : From market developments to model insights », *SSRN Electronic Journal*, <https://doi.org/10.2139/ssrn.2952255>
- Lund H., J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov et B. Vad Mathiesen, 2021, « EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems », *Smart Energy*, vol. 1, art. 100007, <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100007>
- Meha D., 2022, *Increasing the Penetration of Renewable Energy Sources by Using Power to Heat Technologies in Power Systems Based on Coal*, thèse de doctorat, University of Zagreb, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture.
- Moraes L., C. Bussar, P. Stoecker, K. Jacqué, M. Chang et D. U. Sauer, 2018, « Comparison of long-term wind and photovoltaic power capacity factor datasets with open-license », *Applied Energy*, vol. 225, pp. 209-220, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.109>
- négaWatt, 2021, « Scénario négaWatt 2022-2050 », <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022>
- négaWatt, 2022, « Le scénario en détail », in : *Scénario négaWatt 2022-2050*, Valence, Association négaWatt, partie 4, <https://www.negawatt.org/IMG/pdf/scenario-negawatt-2022-rapport-complet-partie4.pdf>
- Neumann F. et T. Brown, 2023, « Broad ranges of investment configurations for renewable power systems, robust to cost uncertainty and near-optimality », *iScience*, vol. 26, n° 5, art. 106702, <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.106702>
- Neumann F., E. Zeyen, M. Victoria et T. Brown, 2023, « The potential role of a hydrogen network in Europe », *Joule*, vol. 7, n° 8, pp. 1793-1817, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.016>
- Niet T., A. Shivakumar, F. Gardumi, W. Usher, E. Williams et M. Howells, 2021, « Developing a community of practice around an open source energy modelling tool », *Energy Strategy Reviews*, vol. 35, art. 100650, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100650>
- Palmintier B., 2014, « Flexibility in generation planning : Identifying key operating constraints », in : *Proceedings – 2014 Power Systems Computation Conference, PSCC 2014*, août, <https://doi.org/10.1109/PSCC.2014.7038323>
- Pfenninger S., 2017, « Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models : A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability », *Applied Energy*, vol. 197, pp. 1-13, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.051>
- Pfenninger S. et I. Staffell, 2016, « Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data », *Energy*, vol. 114, pp. 1251-1265, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>

- Pommeret A., 2025, « Sobriété énergétique : définitions et mesures », diaporama, <https://www.cnis.fr/wp-content/uploads/2025/02/4-diapo-rama-aude-pommeret.pdf>
- Quirion P., 2022, « TETE, un outil en libre accès pour estimer les emplois générés par la transition écologique : présentation et application au scénario négawatt 2022 », *Revue de l'OFCE*, n° 176, pp. 329-346, <https://doi.org/10.3917/reof.176.0329>
- Ravn H., 2016, « The Balmorel Model », <https://www.man.dtu.dk/english/about-us/department-organisation/divisions/climate-and-energy-policy-division/energy-economics-and-modelling/balmorel-model>
- RTE, 2015, *Bilan prévisionnel 2015*, <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels>
- RTE, 2020, *Analyse été 2020*, <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-analyses-saisonnieres>
- RTE, 2022, *Futurs énergétiques 2050*, <https://rte-futursenergetiques2050.com/>
- RTE, 2024, *Analyse été 2024*, <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-analyses-saisonnieres>
- Ruhnau O. et S. Qvist, 2022, « Storage requirements in a 100% renewable electricity system : Extreme events and inter-annual variability », *Environmental Research Letters*, vol. 17, n° 4, art. 044018, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac4dc8>
- Salomon T. 2024, « Conférence sur la climatisation », Montpellier, 27 juin, <https://www.gefosat.org/event/assemblee-generale-conference>
- Schill W.-P. et A. Zerrahn 2020, « Flexible electricity use for heating in markets with renewable energy », *Applied Energy*, vol. 266, art. 114571, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114571>
- Schlachtberger D. P., T. Brown, M. Schäfer, S. Schramm et M. Greiner, 2018, « Cost optimal scenarios of a future highly renewable European electricity system : Exploring the influence of weather data, cost parameters and policy constraints », *Energy*, vol. 163, pp. 100-114, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.070>
- Seck G. S., V. Krakowski, E. Assoumou, N. Maizi et V. Mazauric, 2020, « Embedding power system's reliability within a long-term energy system optimization model : Linking high renewable energy integration and future grid stability for France by 2050 », *Applied Energy*, vol. 257, art. 114037, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114037>
- Shirizadeh B. et P. Quirion, 2021, « Low-carbon options for the French power sector : What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage ? », *Energy Economics*, vol. 95, art. 105004, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105004>
- Shirizadeh B. et P. Quirion, 2022a, « Do multi-sector energy system optimization models need hourly temporal resolution ? A case study with an

- investment and dispatch model applied to France », *Applied Energy*, vol. 305, art. 117951, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117951>
- Shirizadeh B. et P. Quirion, 2022b, « The importance of renewable gas in achieving carbon-neutrality : Insights from an energy system optimization model », *Energy*, vol. 255, art. 124503, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124503>
- Staffell I. et S. Pfenninger, 2016, « Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output », *Energy*, vol. 114, pp. 1224-1239, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>
- Staffell I., S. Pfenninger et N. Johnson, 2023, « A global model of hourly space heating and cooling demand at multiple spatial scales », *Nature Energy*, vol. 8, n° 12, pp. 1328-1344, <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01341-5>
- Tsiropoulos I., D. Tarvydas et A. Zucker, 2018, *Cost development of low carbon energy technologies. Scenario-based cost trajectories to 2050, 2017 edition*, Luxembourg, Publications Office of the European Union, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC109894>
- Welsch M., M. Howells, M. Bazilian, J. F. DeCarolis, S. Hermann et H. H. Rogner, 2012, « Modelling elements of smart grids : Enhancing the OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System) code », *Energy*, vol. 46, n° 1, pp. 337-350, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.08.017>
- Werling J. et L. Bregnbæk, 2007, « 50 pct. Wind power in Denmark and power market integration », in : N. A. Cutululis et P. E. Soerensen (eds), *Proceedings of Nordic Wind Power Conference 2007*, Roskilde, Risø National Laboratory, [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/7703171/ris\\_r\\_1624.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/7703171/ris_r_1624.pdf)
- Yang W., J. Yang, W. Guo et P. Norrlund, 2016, « Response time for primary frequency control of hydroelectric generating unit », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 74, pp. 16-24, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.003>
- Zerrahn A. et W.-P. Schill, 2015a, « A greenfield model to evaluate long-run power storage requirements for high shares of renewables », *SSRN Electronic Journal*, <https://doi.org/10.2139/ssrn.2591303>
- Zerrahn A. et W.-P. Schill, 2015b, « On the representation of demand-side management in power system models », *Energy*, vol. 84, pp. 840-845, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.037>
- Zerrahn A. et W.-P. Schill, 2017, « Long-run power storage requirements for high shares of renewables : Review and a new model », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 1518-1534, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.098>

## ANNEXE A

### Présentation simplifiée des équations du modèle

Dans cette annexe, le fonctionnement du modèle est résumé en quelques équations clés rédigées de manière simplifiée pour en permettre une compréhension générale. L'annexe B en ligne présente l'ensemble des équations du modèle d'une manière proche de leur formulation informatique (Cédiey *et al.*, 2025) et est plus adaptée à la compréhension détaillée du code.

Soit  $E$  l'ensemble des technologies du modèle, qui peuvent être des technologies de production primaire, de conversion entre des vecteurs modélisés ou de stockage.

$\bar{Q}(k)$  désigne la puissance installée en technologie  $k \in E$ .

$\bar{Q}(k, h)$  désigne l'énergie produite par la technologie  $k \in E$  à l'heure  $h$ .

Le modèle cherche à minimiser le coût total annualisé du système  $C_{sys}$ , c'est-à-dire le coût qu'il faudrait payer chaque année pour que le parc soit maintenu à l'identique, pour toutes les années modélisées. Ce coût est la somme de trois composantes :

$$C_{sys} = C_{capex} + C_{fOM} + C_{vOM} \quad (6)$$

Les annuités des  $C_{capex}$ , soit les sommes qui doivent être payées chaque année pour financer les investissements, sont calculées en prenant en compte la durée de vie des investissements, la durée de construction et le taux d'actualisation, et sont proportionnelles à la puissance installée  $\bar{Q}(k)$ .

Les coûts fixes d'opération et maintenance  $C_{fOM}$ , sont proportionnels à la puissance installée  $\bar{Q}(k)$ .

Les coûts variables d'opération et maintenance  $C_{vOM}$ , sont proportionnels à l'énergie produite  $\bar{Q}(k, h)$ .

Le modèle optimise la puissance installée de chaque technologie  $\bar{Q}(k)$  et la puissance produite à chaque heure  $\bar{Q}(k, h)$  pour les technologies pilotables. La puissance produite à chaque heure par les technologies non pilotables est le produit de la puissance installée et d'un facteur de charge horaire exogène.

Les heures modélisées dépendent du nombre d'années modélisées, cependant le mix énergétique est maintenu constant sur l'ensemble

des années. Le modèle opère donc en fonctionnement statique, le nombre d'années modélisées permettant seulement de prendre en compte un nombre plus important de situations météorologiques.

La puissance installée  $\bar{Q}(k)$  est supérieure à la puissance installée avant l'optimisation  $\bar{Q}^*(k)$  :

$$\bar{Q}^*(k) \leq \bar{Q}(k) \quad \forall k \in E. \quad (7)$$

Dans cette étude, la puissance installée avant optimisation correspond aux installations existantes actuellement qui seront toujours présentes en 2050, soit essentiellement des ouvrages hydroélectriques.

Ces puissances installées avant l'optimisation permettent d'utiliser le modèle en fonctionnement dynamique, les résultats d'une optimisation précédente étant partiellement toujours présents pour une optimisation suivante, comme cela est fait dans Escribe *et al.* (2024). Cela n'est pas utilisé dans cette étude.

La puissance installée  $S(k, h)$  est inférieure au potentiel maximal installable  $\bar{Q}(k)$  :

$$\bar{Q}^*(k) \leq \bar{Q}(k) \quad \forall k \in E. \quad (8)$$

La puissance mobilisée chaque heure, somme de l'énergie produite pendant cette heure et des puissances allouées aux réserves opérationnelles, est limitée par la puissance installée :

$$\bar{Q}(k) \geq Q(k, h) + FCR(k, h) + FRR(k, h) \quad \forall k \in E \quad \forall h. \quad (9)$$

Seules les technologies pilotables produisant de l'électricité participent aux réserves.

L'énergie stockée  $S(k, h)$  dans les technologies de stockage évolue d'heure en heure :

$$S(k, h+1) - S(k, h) = Q^+(k, h) - Q^-(k, h) \quad \forall k \in E_{stockage} \quad \forall h. \quad (10)$$

où  $Q^+(k, h)$  est l'énergie chargée depuis le réseau et  $Q^-(k, h) = Q(k, h)/\eta(k)$  l'énergie déchargée, avec  $\eta(k)$  l'efficacité de la technologie  $k$ .

Cette équation boucle sur la première heure modélisée, si bien que l'énergie consommée depuis les stockages sur l'ensemble de la période modélisée doit être restituée.

La quantité de biogaz produite annuellement est également limitée par la quantité de biomasse disponible chaque année :

$$\sum_{h \in Y} Q(biogas, h) \leq \bar{Q}(biomasse) \quad \forall Y. \quad (11)$$

Sous ces contraintes, le modèle doit répondre à la demande exogène de chaque vecteur énergétique, celle en électricité pouvant en plus être partiellement pilotée, et les usages endogènes par les technologies de stockage et de conversion :

$$\sum_{k \in E} Q(k, h) \geq D(h) + \sum_{k \in E_{stockage}} Q^+(k, h) / \eta(k) + \sum_{k \in E_{conv}} Q(k, h) / \eta(k) \quad \forall h. \quad (12)$$

Le modèle doit aussi satisfaire le besoin en réserves opérationnelles, qui dépend de la demande et de la puissance installée en technologies non pilotables :

$$\sum_{k \in E_{reserve}} FCR(k, h) \geq \underline{FCR}(h) \quad \forall h. \quad (13)$$

$$\sum_{k \in E_{reserve}} FRR(k, h) \geq \underline{FRR}(h) \quad \forall h. \quad (14)$$

