

ETUDE PEPS5

Sur l'intérêt du stockage d'énergies et du
power-to-X

RAPPORT FINAL



EXPERTISES

Janvier
2023



REMERCIEMENTS

Sont remerciés tous les intervenants ayant contribué à la réalisation de cette étude, et en particulier les représentants des membres du club stockage d'énergie de l'ATEE ayant piloté l'étude :

Nadine BERTHOMIEU (ADEME)	Andre NEKRASOV (EDF)
Stefan LOUILLAT (ADEME)	Yves SCHLUMBERGER (EDF)
Stéphane BISCAGLIA (ADEME)	Nicolas CRABOS (Eiffage)
Déborah CARRE-HAMIDOUCHE (ADEME)	Leonard BACAUD (ENEDIS)
Patrick CANAL (ATEE)	Lionel NADAU (Engie)
Xavier ROMON (ATEE)	Benjamin NOVE JOSSERAND (Fafco)
Sébastien ABDELNOUR (ATEE)	Laila KAHLFI (Fafco)
Clément MOLIZON (Avere-france)	Jean-Charles BOURLIER (Fraîcheur de Paris)
Bassem HAIDAR (Avere-france)	Philippe BOULANGER (H2Vproduct)
Xavier EMBROISE (Comax france)	Jean-Marc LEONHARDT (H2Vproduct)
Pascal PHILIPPE (Dalkia)	Didier MARTIN (Idhelio)
Antoine MEFFRE (Ecotechceram)	Cedric LEONARD (RTE)
Maxence TETARD (Ecotechceram)	Louise ORIOL (RTE)
Ibrahim ALASMI (Ecotechceram)	Claire LAJOIE-MAZENC (RTE)
Jannis BURGER (EDF)	Michael LIPPERT (Saft)
Fabien BRICAULT (EDF)	Laura LUU VAN LANG (Terega)
Pierre CASTAGNE (EDF)	Pierre-Emmanuel HICKEL (TotalEnergies)
Pierre LE-ROMANCER (EDF)	Jean-Henri CULERIER (TotalEnergies)

CITATION DE CE RAPPORT

Artelys, CEA, ATEE, ADEME. 2022. Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergies et du power-to-X.
168 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>.

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'oeuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2205D0018

Etude portée par l'ATEE, réalisée avec l'aide d'Artelys et du CEA Liten, pour ce projet co-financé par l'ADEME. Ce projet a également été co-financé par l'Avere, Comax, Dalkia, ETC, EDF, Eiffage, Energie, Engie, FAFCO, Fraîcheur de Paris, Idhelio, H2V, RTE, SAFT, Terega, TotalEnergies.

Coordination technique - ADEME : BERTHOMIEU Nadine

Direction/Service : Service Réseaux et Energies Renouvelables

AVANT-PROPOS

Cette étude du Club stockage d'Energies de l'ATEE a été réalisée avec le soutien de l'ADEME, et le co-financement de 16 acteurs référents sur le stockage d'énergies : Association nationale pour le développement de la mobilité électrique (AVERE France), Comax France, Dalkia, Eco-tech Ceram, Electricité De France, Eiffage énergie, Enedis, Engie, Fafco, Fraîcheur de Paris, H2V Product, Idhelio, Réseau de Transport d'électricité (RTE), Saft, Terega et TotalEnergies. L'ensemble de ces acteurs ont participé activement aux comités de pilotage et ont contribué à l'étude à travers des interviews, la fourniture de données et les avis d'experts sur les technologies et cas d'étude.

Les éléments présentés dans ce rapport, ainsi que leur interprétation, sont les résultats des travaux réalisés par Artelys et le CEA et n'engagent aucunement les membres de ce Club ou l'ADEME, qu'ils aient ou non contribué à la réalisation de cette étude.

AUTEURS

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- Direction de projet (Artelys) : Maxime Chammas
- Chefs de projet (Artelys) : Igor Arduin et Laurent Cornaggia
- Modélisation des systèmes énergétiques, quantification, calculs économiques (Artelys) : Paul Brière, Luiza Lacombe, Juliette Lecarpentier, Thomas Rousselet
- Soutien technique opérationnel (Artelys) : Jean-Luc Bouchot, Shiny Saing, Guillaume Verger
- Prospective sur les technologies de stockage et projections de paramètres technico-économiques, benchmark international, analyses sur la seconde vie (CEA) : Yves Marie Bourien, Sothun Hing, Arnaud Bruch, Gilles Laviaille, Elisabeth Lemaire, Martin Leurent

Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. A travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est devenu un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

Acteur majeur de la recherche, du développement et de l'innovation, le **CEA** intervient dans quatre domaines : la défense et la sécurité, les énergies bas carbone (nucléaire et renouvelables), la recherche technologique pour l'industrie et la recherche fondamentale (sciences de la matière et sciences de la vie). Depuis 2005, le CEA est le pilote des activités recherche, développement et innovation de l'INES, Institut National de l'Energie Solaire, où il concentre ses activités liées à l'énergie solaire et à la gestion des réseaux et systèmes énergétiques. Il est aussi le porteur de l'Institut pour la Transition Energétique INES.2S.

RESUME EXECUTIF

Depuis l'étude PEPS4 (2018, analyse de l'intérêt économique des stockages électriques à l'horizon 2035) et l'étude PEPS3 (2016, analyse de l'intérêt économique des stockages thermique), la transition énergétique en France a progressé, avec en particulier un essor important des véhicules électriques, des capacités de renouvelables toujours croissantes et des décisions ambitieuses d'investissement long-terme dans le nucléaire. La prospective énergétique du pays s'est aussi affinée, notamment avec la parution de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE (donnant 6 scénarios d'évolution du système électrique français jusqu'en 2060) et les scénarios de « Transition(s) 2050 » de l'ADEME présentant 4 mix énergétiques (pas uniquement électriques¹) neutres en carbone et contrastés. Au niveau Européen, les ambitions ont été relevées suite au package « Fit for 55 » puis au récent plan « REPowerEU » fixant des objectifs très ambitieux de décarbonation pour l'ensemble des états membres dès 2030. Enfin, les récentes crises sanitaires puis de l'énergie montrent un besoin d'autonomie accru dans le domaine énergétique, et un intérêt de sortie des énergies fossiles qui n'est plus seulement environnemental mais aussi économique et politique.

Dans ce contexte, le stockage d'énergies est l'une des solutions de flexibilité qui permettra de palier la variabilité des nouveaux moyens de production EnR, avec le pilotage de la demande, les interconnexions électriques et les moyens de production flexibles en particulier. Avant la crise de l'énergie actuellement en cours, les coûts des batteries décroissaient et l'essor confirmé de la filière des véhicules électrique continue de baisser le coût des batteries. L'hydrogène décarboné est aussi pleinement intégré aux plans nationaux de décarbonation en Europe et de multiples stratégies nationales et locales ont été mises en place pour faire émerger cette filière à l'échelle industrielle.

L'étude PEPS5 vise à actualiser les précédentes études PEPS en quantifiant l'intérêt économique pour la collectivité (c'est-à-dire du point de vue de l'ensemble du système électrique, tous acteurs confondus, sans prise en compte des taxes et soutiens qu'ils pourraient toucher) des technologies de stockage et d'hydrogène à la marge de scénarios exogènes de développement du système en 2030 et 2050.

L'analyse se focalise sur 15 cas d'études jugés comme pertinents par le consortium se focalisant sur des technologies de stockage électrique, thermique (chaud et froid) et de power-to-X. Deux cas d'études modélisent aussi un système insulaire inspiré par la Martinique en 2033 pour établir l'intérêt du stockage électrique en ZNI à cet horizon.

Pour la métropole, l'étude est réalisée en s'appuyant sur les scénarios M1, M23 et N2 de RTE, aux horizons 2030 et en 2050, qui définissent le parc de production, de consommation (finale et pour les usages hydrogène) et des solutions de flexibilité. L'analyse des cas d'études à la marge de ces scénarios permet ainsi d'étudier la valeur additionnelle et de comparer l'ajout de différentes solutions de

¹ A la différence des scénarii RTE qui se concentrent sur la demande en électricité, les scénarii ADEME étudient l'ensemble de la demande en énergie et en ressource primaire associée.

flexibilité autour d'un point de référence équilibré (avec également une variante sur le prix du gaz en 2030).

En Métropole, un intérêt économique marginal différent selon les technologies

Les technologies de stockage ont une valorisation pour la collectivité plus ou moins importante selon leur efficacité et leur ratio puissance/énergie. Comparer leurs valeurs marginales (en considérant que le système électrique a un besoin de nouvelles capacités en 2030, et hors valeurs réseaux) et les coûts des stockages associés (hors coûts réseaux) permet de hiérarchiser les différentes technologies en termes d'intérêt économique marginal pour chacun des scénarios, comme présenté ci-dessous.

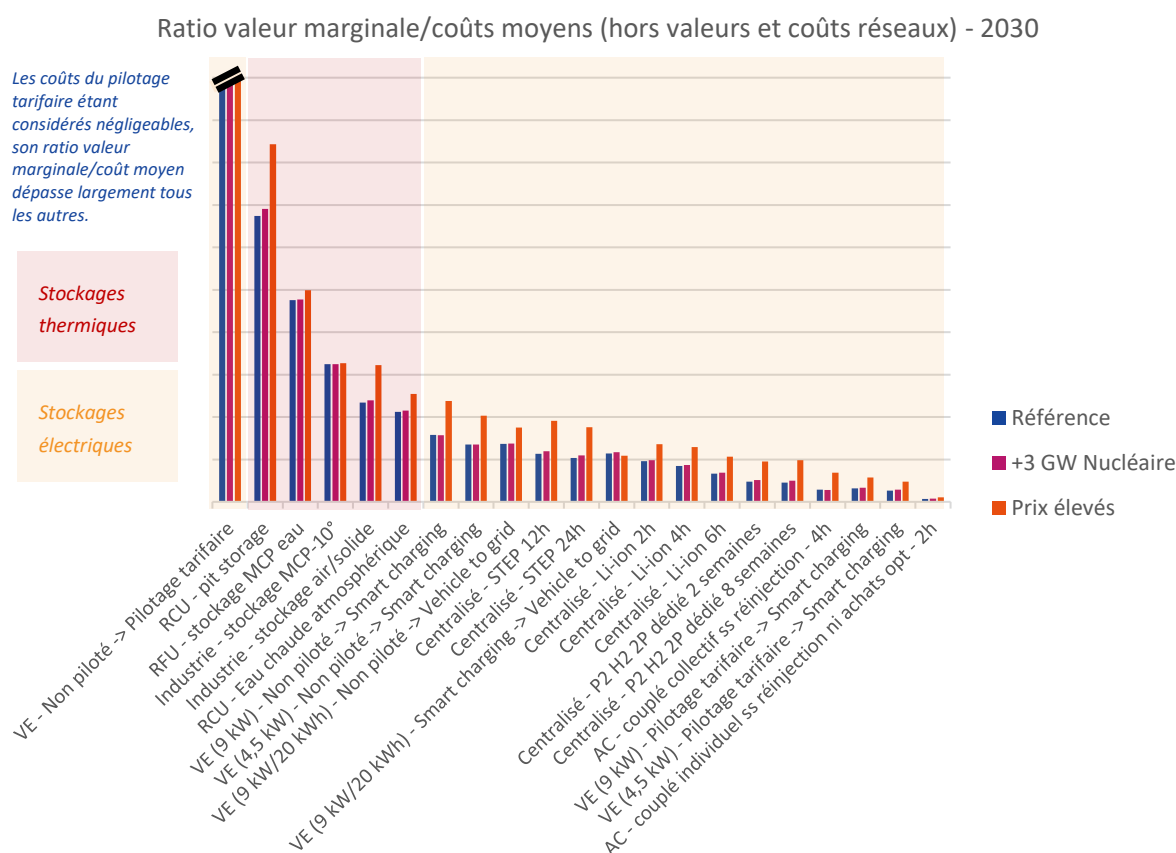


Figure 1 - Hiérarchisation des ratios valeurs marginales/coûts moyens (hors valeurs et coûts réseaux) des technologies étudiées dans PEPS5 par scénario en 2030²

² Etant donné le caractère indicatif des ratios valeur/coûts moyens présentés ici (incertitude sur les hypothèses donnant les valeurs et sur les coûts), l'axe des ordonnées n'est pas affiché.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

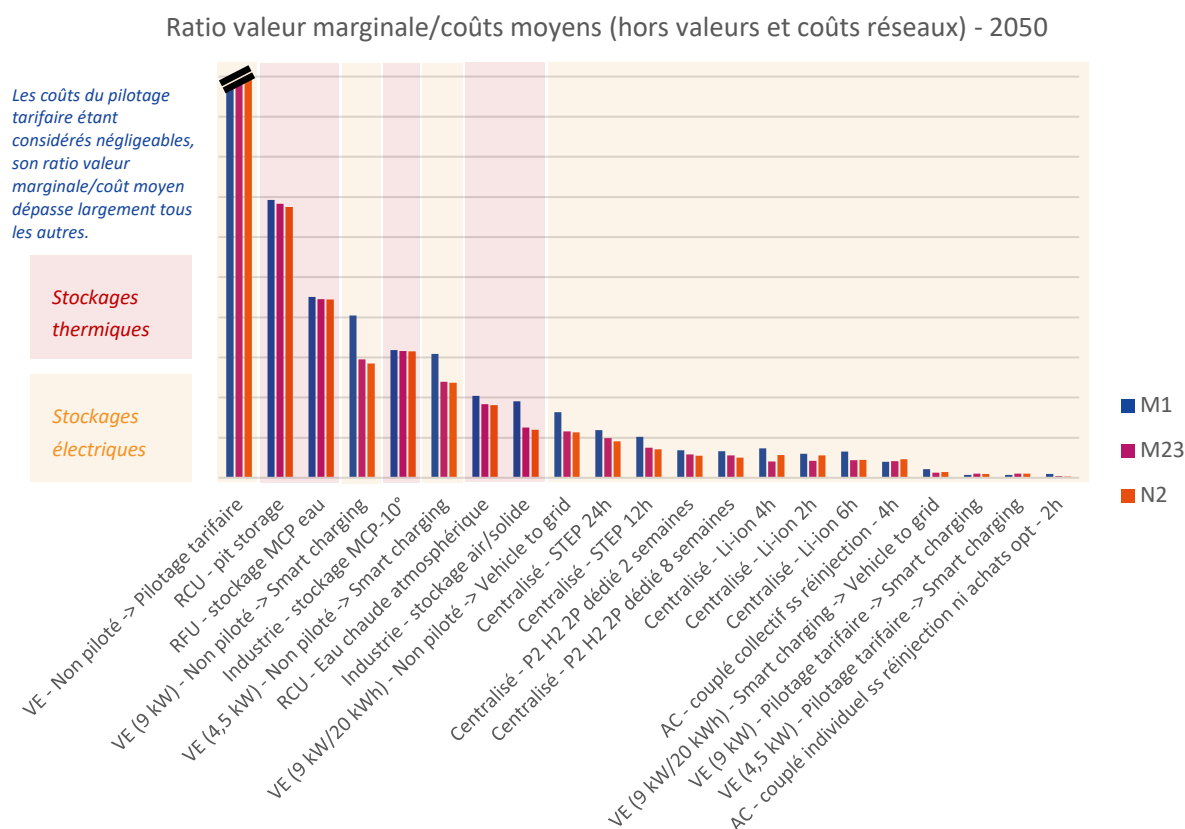


Figure 2 - Hiérarchisation des ratios valeurs marginales/coûts moyens (hors valeurs et coûts réseaux) des technologies étudiées dans PEPS5 par scénario en 2050³

De manière générale, la hiérarchie entre technologies ne varie pas énormément en fonction des scénarios modélisés dans PEPS5. Les scénarios ayant un prix du gaz élevé en 2030 et à forte pénétration solaire en 2050 (M1) sont les scénarios où rajouter des capacités de stockage est le plus pertinent, notamment car les écarts de prix sont plus importants.

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques et les STEP sont les solutions de flexibilités électriques les plus pertinentes pour la collectivité à la marge des scénarios modélisés

Le **pilotage tarifaire statique des véhicules électriques** apparaît comme une solution de flexibilité à mettre en œuvre en priorité à la marge des scénarios modélisés, en supposant un coût négligeable pour la transformation d'un véhicule non intelligent en véhicule piloté statiquement. Il peut aussi être intéressant de transformer des véhicules non intelligents en recharge dynamique (smart charging) ou en véhicule to grid (transformations qui permettent aussi d'apporter des services additionnels au réseau), mais à partir du moment où le véhicule est déjà en pilotage tarifaire statique, avec les

³ Etant donné le caractère indicatif des ratios valeur/coûts moyens présentés ici (incertitude sur les hypothèses donnant les valeurs et sur les coûts), l'axe des ordonnées n'est pas affiché.

hypothèses favorables prises pour ce dernier (pas d'investissement, optimisation mensuelle des plages de recharge, modulation de la puissance...) cet intérêt est moins important, sachant que les coûts de transformation entre les différents modes de pilotage restent incertains. Le pilotage tarifaire est donc une option de déploiement sans regret à très large échelle. Les modes de pilotage plus sophistiqués seront destinés à des cas plus ciblés.

L'analyse effectuée pointe aussi les **STEP** comme une solution de stockage centralisé très pertinente, les besoins de stockage de moyenne durée de décharge étant présents dans tous les scénarios tant en 2030 qu'en 2050. En revanche leur potentiel en France est limité à environ 8,5 GW dans les scénarios prospectifs de RTE et de l'ADEME.

Les **batteries Li-ion** sont une solution de **stockage centralisé** moins pertinente économiquement à la marge des scénarios étudiés (sachant que ces scénarios intègrent par défaut 500 MW de batteries 4h en 2030 et entre 2 et 21 GW de batteries 4h en 2050), mais avec un gisement virtuellement illimité. Elles peuvent aussi être utilisées en solution de back-up sur des sites industriels pour des besoins **d'alimentation sans interruption** courts (moins de 6 heures), voire pour les industriels prêts à diversifier l'usage de leur batterie (quitte à limiter la disponibilité de celle-ci en cas de besoin de back-up, ou quitte à surdimensionner la batterie) pour répondre à la fois au besoin d'un backup assurant l'alimentation sans interruption, tout en gagnant des revenus sur d'autres marchés. L'usage des batteries Li-ion **couplé à l'autoconsommation**, sans réinjection sur le réseau électrique de l'énergie stockée, n'est pas pertinent économiquement à la marge des scénarios étudiés. Enfin, les **batteries dédiées à la réserve** (actuellement l'usage principal des batteries en France) sont amenées à voir leurs modèles d'affaires remis en question avec la concurrence de nombreux autres acteurs (production thermique, STEP, véhicules électriques, flexibilité de la demande) sur des marchés de réserve de taille limitée (moins de 3 GW en 2050 sur la FCR et l'AFRR).

Enfin, à la marge des scénarios étudiés, l'intérêt économique pour la collectivité d'installations dédiées au **P2H2P** n'est pas garanti, même s'il reste plus élevé en 2050 qu'en 2030 (sachant que les scénarios étudiés pour 2050 intègrent des électrolyseurs produisant de l'hydrogène pour d'autres usages par ex. industriels ou mobilité et intègrent déjà entre 2 et 11 GW de moyens de productions électriques à partir d'hydrogène). Avec les hypothèses de coûts et de système énergétique considérés dans l'étude, la pertinence économique des installations P2H₂ industrielles et H₂P requiert de mutualiser l'usage des installations de production et de stockage d'hydrogène avec d'autres utilisations de l'hydrogène (notamment industrie ou transport lourd) comme RTE l'envisage dans ses scénarios.

Des stockages thermiques pertinents économiquement et avec des gisements croissants

Les **stockages thermiques** sont intéressants économiquement pour la collectivité sur l'ensemble des cas d'usage étudiés pour optimiser une production de froid ou de chaleur à partir d'électricité, et ce même dans une analyse à la marge d'un système électrique équilibré. Que ce soit dans des réseaux de froids et de chaleur ou pour des usages industriels, les stockages thermiques permettent de réduire

les coûts d'approvisionnement en électricité et souvent la capacité installée du parc de production de chaleur ou de froid. Les gisements associés sont d'ores et déjà importants dans le secteur industriel et seront amenés à croître pour les réseaux, plus particulièrement dans le cas du froid.

Le stockage en ZNI toujours extrêmement pertinent

Les Zones Non Interconnectées françaises (ZNI) sont aujourd'hui caractérisées par des coûts de production d'électricité élevés et un mix fortement carboné. Dans le cadre de cette étude, un système électrique inspiré de l'île de la Martinique, avec entre 55% et 65% d'électricité renouvelable (dont entre 25% et 40% de production variable), a été modélisé à horizon 2033.

A cet horizon et avec ces taux de pénétration, le stockage est pertinent économiquement pour pouvoir maximiser l'utilisation des énergies renouvelables à coût faible (comme le solaire) et remplacer la production de centrales thermiques, carbonées et onéreuses, si les conditions de sûreté le permettent.

Afin de garantir la stabilité des systèmes électriques insulaires tout en développant les EnR variables, les Programmations Pluriannuelles de l'Energie (PPE) des ZNI fixent un seuil instantané à partir duquel le gestionnaire du système électrique est autorisé à écrêter une part de production variable s'il estime que la sûreté du système le nécessite.

A la Martinique, ce seuil à partir duquel le gestionnaire du système électrique peut, si la sûreté du système est en risque, limiter la production des installations de production solaire (sans stockage) ou éolien est fixé à 35 % en 2018, avec un objectif de 45% en 2023⁴. Dans une situation où cette limite serait à 45% en 2033, la valorisation du stockage pourrait jusqu'à doubler par rapport à une situation où la limite est à 100%⁵. Une étude de dynamique détaillée est cependant nécessaire pour évaluer dans quelle mesure le stockage permet d'augmenter ce taux d'injection maximale tout en maintenant la qualité de service requise, ainsi que l'interclassement économique du stockage vis-à-vis d'autres solutions pour y arriver.

L'intérêt économique de la production d'hydrogène ou de méthane de synthèse (injection dans le réseau de gaz, méthanation) dépend fortement de la composante CO2

L'étude PEPS4 a démontré l'intérêt de l'électrolyse pour un usage direct en 2035 (dans l'industrie ou la mobilité p.ex.) en remplacement d'installations de vaporeformage, pour un fonctionnement sur des heures à prix faible et décarbonées (de 2000 à 3000 heures).

L'étude PEPS5 complète cette analyse en évaluant la pertinence économique de l'injection d'hydrogène dans le réseau gazier en 2030. On note que cette solution technologique, si elle peut

⁴ Décret n°2018-852, 04 octobre 2018, Article 6: <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000037470695>

⁵ Cette multiplication par deux de la valeur est un cas extrême et hypothétique supposant un écrêtement systématique au-dessus de 45% ; en pratique, un tel écrêtement systématique n'est pas opéré dans les ZNI. Par ailleurs, en 2033 le gestionnaire du système électrique pourra avoir mis en œuvre, si les conditions technico économiques le permettent, des leviers augmentant significativement ce seuil, ce qui diminuera la survalorisation du stockage par rapport à une situation sans écrêtement.

permettre de décarboner en partie le mix gazier n'est pas considérée dans les scénarios de l'ADEME et de RTE et présente de nombreuses contraintes techniques liées à l'injection d'hydrogène en mélange dans le réseau gazier ainsi que sur les volumes injectables dans le réseau sans coût sur le système et les équipements, et sur la temporalité des flux, ce qui limite grandement son gisement. L'utilisation d'hydrogène pour l'injection est par ailleurs moins intéressante que le remplacement de production par vaporéformage en termes de quantité de CH₄ substitué et de CO₂ évité car elle ne permet de substituer qu'un mégawattheure de CH₄ par mégawattheure d'hydrogène.

A horizon 2030, dans les situations de références, **l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz** à la marge du système sur des heures décarbonées (2000 heures) n'est intéressante économiquement pour la collectivité qu'avec **un prix élevé du CO₂ évité** : entre 160 et 200 €/tCO₂ pour un électrolyseur alcalin et entre 250 à 310 €/t pour un électrolyseur PEM. Dans une configuration de prix du gaz élevés (80€/MWh), l'intérêt de l'injection est possible avec un prix du CO₂ plus faible (85€/t). Le fonctionnement de l'électrolyse en base ou semi-base (6000h) est quant à lui moins intéressant, que ce soit avec prix du gaz bas ou élevés, les prix moyens de l'électricité sur 6000h ne permettant pas de produire un hydrogène à coût compétitif. Les contraintes techniques à l'injection d'hydrogène en mélange dans le réseau gazier limitent cependant grandement le potentiel pour ce cas d'étude.

A horizon 2050, le coût de production de méthane via **méthanation** est quant à lui très dépendant du coût d'approvisionnement en CO₂. Ce prix est lui-même très variable, avec des gisements incertains et situationnels de CO₂ biogénique à 0 €/t, des gisements plus importants à des prix entre 90€/t et 280€/t en fonction des besoins de transports, et un gisement virtuellement illimité de CO₂ à 350€/t (direct air capture). Avec un nombre d'heures de fonctionnement de l'ordre de 6000h, un coût de l'hydrogène entre 2 et 3 €/kg et un approvisionnement en CO₂ biogénique compris entre 90€/t et 280€/t, une installation de méthanation peut produire du méthane de synthèse à un prix de 120 €/MWh (pour gisements incertains et situationnels) à 160 €/MWh.

SOMMAIRE

RESUME EXECUTIF	5
GLOSSAIRE	12
1 INTRODUCTION	15
1.1 CONTEXTE	15
1.2 OBJECTIFS.....	18
1.3 CAS D'ETUDE ANALYSES	19
1.4 METHODOLOGIE.....	20
2 STOCKAGES ELECTRIQUES.....	32
2.1 SYNTHESE DES ENSEIGNEMENTS	32
2.2 STOCKAGE CENTRALISE EN METROPOLE (BATTERIES, STEP ET P2H ₂ 2P DEDIE)	34
2.3 PILOTAGE DE LA RECHARGE DES VEHICULES ELECTRIQUES	56
2.4 STOCKAGE COUPLE A DE L'AUTOCONSOMMATION	72
2.5 BATTERIES POUR L'ALIMENTATION SANS INTERRUPTION	81
2.6 STOCKAGE ELECTRIQUE EN ZNI	88
3 STOCKAGES THERMIQUES.....	101
3.1 SYNTHESE DES ENSEIGNEMENTS	101
3.2 LE STOCKAGE THERMIQUE FACE A UN RESEAU DE CHALEUR OU DE FROID	102
3.3 STOCKAGE EN FACE D'UNE DEMANDE INDUSTRIELLE.....	118
3.4 STOCKAGE POUR VALORISER UN GISEMENT THERMIQUE INDUSTRIEL INEXPLOITE	134
4 POWER-TO-GAS	146
4.1 SYNTHESE DES ENSEIGNEMENTS	146
4.2 VALEUR D'UN ELECTROLYSEUR POUR L'INJECTION DANS LE RESEAU EN 2030	147
4.3 COUT DE PRODUCTION D'UNE INSTALLATION DE METHANATION EN 2050	158

GLOSSAIRE

Actif	Moyen de production et/ou de consommation énergétique
AC	Autoconsommation
aFRR	Automatic frequency restoration reserve ou reserve secondaire en France, pouvant être appelée automatiquement en moins de 15 minutes
ASI (ou UPS)	Alimentation sans interruption (ou uninterruptible power supply en anglais)
BP	Bilan prévisionnel
CAES	Compressed air energy storage
CAPEX	Capital expenditure : Coûts d'investissement d'un actif
CCG (ou CCGT)	Centrale à cycle combiné gaz (ou combined-cycle gas turbine en anglais)
Constante de temps de stockage	Durée de la décharge de la batterie à sa puissance maximale (exemple : « batterie Li-ion 2 heures »). Elle est calculée en divisant la capacité utile de la batterie par sa puissance maximale de la décharge.
COP	Coefficient de performance
CRE	Commission de régulation de l'énergie
ENR	Energie renouvelable
ENTSO-E	European Network Transmission System Operator for Electricity
ENTSO-G	European Network Transmission System Operator for Gas
FCR	Frequency Containment Reserves ou réserve primaire en France, pouvant être appelée automatiquement en moins de 30 secondes en France
Li-ion	Lithium ion
MCP	Matériaux à changement de phase
mFRR & RR	Manual frequency restoration reserve & Replacement reserve ou réserve tertiaire en France, pouvant être appelées manuellement en complément des réserves primaires et secondaires
MW/kW	Mégawatt/kilowatt, unité de puissance
MWh/kWh	Mégawattheure/kilowattheure, unité d'énergie correspondant à une puissance d'un mégawatt/kilowatt pendant une heure
OCGT	Open-cycle gas turbine ou turbine à gaz à cycle ouvert
OPEX	Operating expenditure : Coûts annuels d'exploitation et de maintenance d'un actif de production
PAC	Pompe à chaleur
PCI ou PCS	Pouvoir calorifique inférieur ou supérieur

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

PEM	Proton Exchange Membrane
PPE	Planification pluri-annuelle de l'énergie
PT	Pilotage tarifaire (statique) : mode de recharge d'un véhicule électrique se rechargeant à des moments prédéfinis, typiquement fixé grâce à un signal tarifaire heures pleines/heures creuses envoyé par le compteur intelligent à la borne de recharge
PV	Panneau photovoltaïque
P2G	Power-to-gas
P2H₂2P	Power-to-hydrogen-to-power : dans PEPS5, cet acronyme est utilisé pour les installations dédiées à la production, au stockage et à la consommation d'hydrogène uniquement pour l'équilibrage du système électrique.
RCU	Réseau de chaleur urbain
RFU	Réseau de froid urbain
RTE	Réseau de transport d'électricité
SC	Smart charging : mode de recharge d'un véhicule électrique permettant de décaler dynamiquement la recharge de la batterie au moment le plus adéquat pour le système électrique, typiquement via une communication dynamique de la borne de recharge avec un acteur ayant un accès aux marchés de l'électricité.
SDES	Service des données et études statistiques
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
TYNDP	Ten-year network development plan, ensemble de scénarios prospectifs européen de mix électrique et gazier développés par l'ENTSO-E et l'ENTSOG, utilisé dans PEPS5 pour la modélisation des pays Européen en 2030.
Valeur	Estimation du gain pour la collectivité associée à un service apporté par un actif énergétique
Valeur marginale	Valeur calculée à partir de l'ajout d'un actif infinitésimal à un système énergétique de référence
Valeur incrémentale	Valeur calculée par différenciation entre deux scénarios différant uniquement d'un incrément de capacité d'un actif énergétique
Valeur capacitaire	Pour un actif de production et/ou de consommation, gain pour la collectivité associé à la capacité de production supplémentaire ou d'effacement de consommation qu'il fournit pour répondre aux pointes de consommation, permettant d'éviter l'installation ou le maintien de centrale de production de pointe dans le système.
Valeur d'arbitrage	Pour une flexibilité, gain pour la collectivité en termes de diminution de coûts de production (coûts variables et coûts des combustibles) nécessaires pour

répondre à la demande électrique (grâce au décalage de production/consommation permis par la flexibilité)

Valeur de réserve Pour une flexibilité, gain pour la collectivité en termes de diminution de coûts d'opération du système lorsque la flexibilité permet à d'autres actifs de ne pas avoir à fournir cette réserve et de mieux optimiser leur planning de production vis-à-vis du système. Dans l'étude les réserves primaires et secondaires sont considérées (FCR et aFRR, hors activation)

Valeur réseau Pour une flexibilité, gain pour la collectivité en termes de coûts d'investissement (principalement) ou d'opération du réseau évités par l'installation de cette flexibilité à un point donné du réseau. Dans l'étude, cette valeur, qui dépend fortement des configurations possibles, n'est pas évaluée.

VE Véhicules électriques

VNI Véhicule non intelligent : mode de recharge d'un véhicule électrique consistant à charger le véhicule au maximum de la puissance de sa borne de recharge dès qu'il est branché au réseau d'électricité jusqu'à sa charge complète.

V2G Vehicle to grid : mode de recharge d'un véhicule électrique permettant d'optimiser la charge et la décharge de la batterie pour le système électrique, y.c. pour fournir un service à ce réseau en y réinjectant de l'énergie

ZNI Zone non-interconnectée : Territoires français non reliés au réseau électrique métropolitain continental, c'est à dire la Corse, les départements d'outre-mer (Guadeloupe, Martinique, La Réunion, Mayotte, Guyane), les collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, la Polynésie française, Wallis-et-Futuna), la Nouvelle-Calédonie et les îles du Ponant et Chausey.

1 Introduction

1.1 Contexte

1.1.1 Le stockage d'énergie, une composante essentielle de la transition énergétique européenne et française

Des ambitions européennes d'ampleur

La France, tout comme ses voisins européens, s'est engagée sur une trajectoire de décarbonation ambitieuse de son économie. Les objectifs Européens de décarbonation actuels⁶ ont été revus à la hausse sous l'impulsion de la Commission von der Leyen : une réduction des émissions de 55% par rapport au niveau de 1990 est visée pour 2030, avec l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. En raison de la nature contraignante de cet objectif européen pour les Etats Membres, la France devra revoir à la hausse ses ambitions 2030, actuellement fixées par la Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) à hauteur de 40% de réduction par rapport à 1990⁷.

Ces ambitions de décarbonisation iront de pair avec, en sus des efforts d'efficacité énergétique, une augmentation marquée du déploiement de sources d'énergies renouvelables, notamment électriques, afin de permettre l'électrification directe de secteurs tels que la mobilité personnelle, une part importante du chauffage domestique ainsi que l'électrification indirecte (via l'hydrogène ou l'un de ses dérivés comme le méthane de synthèse, le méthanol ou l'ammoniaque) d'usages de mobilité lourdes, et d'une part importante du tissu industriel.

Comme souligné par la Commission européenne dans sa stratégie d'intégration sectorielle⁸, ainsi que dans sa stratégie hydrogène⁹, le futur système énergétique européen ne pourra plus être planifié ou opéré en silo : des synergies devront émerger entre secteurs et vecteurs énergétiques afin de tirer parti des sources de flexibilité de chacun d'eux. Un tel système permettra également d'assurer une meilleure circularité du secteur énergétique, notamment via récupération de chaleur fatale. Le futur est donc résolument multi-énergies.

Avec d'une part un besoin de flexibilité croissant sur toutes les constantes de temps dû à l'augmentation du déploiement des énergies renouvelables variables, et d'autre part un couplage entre vecteurs s'intensifiant, les technologies de stockage, de récupération et de conversion ont un rôle critique à jouer dans la transition énergétique, avec le pilotage de la demande et les échanges aux frontières. En effet, ce ne sera que par un déploiement conséquent de technologies de stockage

⁶ Regulation (EU) 2021/1119

⁷ La SNBC, dans son scénario "Avec Mesures Supplémentaires", entrevoit une réduction de 43,2% en 2030 par rapport à 1990.

⁸ COM(2020) 299 final

⁹ COM(2020) 301 final

d'électricité, de chaleur, et de gaz, ainsi que de technologies de conversion telles le power-to-gas que les objectifs de la transition énergétique pourront être atteints, en assurant une robuste sécurité d'approvisionnement, et à moindre coût.

A titre illustratif, l'European Association for Storage of Energy estime le besoin européen de stockage d'énergie à près de 200 GW en 2030 et 600 GW (dont 435 GW concerneraient des « options sans regret » pour le stockage d'électricité, dit Power-to-X-to-Power) en 2050¹⁰, nécessitant un rythme de déploiement fort des stockages, de l'ordre de 14 GW/an au niveau européen, contre 1 GW/an historiquement. Plus généralement, le niveau de déploiement des différentes solutions de flexibilité envisagées dans les scénarios prospectifs varie beaucoup en fonction des structures de scénarios et des coûts et gisements des technologies (en particulier pour les renouvelables, batteries et électrolyseurs), même si tous s'accordent sur un besoin de flexibilité en forte croissance.

Un contexte français à la croisée des chemins

Comme l'ensemble des Etats Membres, la France devra soumettre une mise à jour de son Plan Energie Climat d'ici juin 2023. Ce plan devra être sous-tendu par de nouvelles versions de la Stratégie Nationale Bas Carbone ainsi que de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), et ce notamment sur les périodes 2024-2028 et 2029-2033.

De plus, la France s'est dotée d'un plan de relance ("France Relance") ainsi que d'un plan stratégique ("France 2030") visant à faire émerger des technologies essentielles à la transition, en finançant par exemple des projets visant à faciliter la décarbonisation de l'industrie, ou encore la production d'hydrogène électrolytique.

Etant donné le nombre de cycles d'investissement limité restants entre aujourd'hui et 2030, il est essentiel que les prochaines évolutions des textes fixant le cap de l'évolution du rôle des différentes technologies dans le secteur de l'énergie français reconnaissent pleinement les services pouvant être rendus par les technologies de stockage, de récupération et de conversion.

1.1.2 Les précédentes études PEPS ont quantifié la valorisation prospective du stockage en France dans divers scénarios de développement du mix énergétique

La première étude PEPS, parue en 2013, quantifiait la place du stockage dans les mix électriques français de demain. Constatant la baisse des coûts des énergies renouvelables variables et des technologies de stockage (notamment batteries) et de power-to-gas (notamment électrolyseurs), ainsi que l'augmentation des besoins de flexibilité constatée dans les différents scénarios du Bilan Prévisionnel 2017 de RTE, l'ADEME et les membres des Clubs Stockage d'Energies et Power to Gas de

¹⁰<https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2022/06/Energy-Storage-Targets-2030-and-2050-Full-Report.pdf>

l'ATEE ont lancé par la suite les études PEPS3 et PEPS4. L'étude PEPS3¹¹, publiée en 2016, visait à évaluer le potentiel du stockage de chaleur et du power-to-heat à l'horizon 2030. L'étude PEPS4¹², publiée en 2018, a étudié les coûts et avantages du stockage et du power-to-gas, en se concentrant sur différents cas d'étude pour l'utilisation du power-to-gas et du stockage de l'électricité et en évaluant leur valeur pour différents services (équilibre offre-demande, participation à des services auxiliaires, sécurité d'approvisionnement). Ces études ont quantifié la pertinence des solutions de stockage dans une dizaine de cas d'application pour chaque filière de stockage d'électricité ou de chaleur.

1.1.3 La prospective du stockage en France en 2022

En janvier 2019, dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2023, le gouvernement a proposé de nouveaux objectifs chiffrés pour le système électrique français, incluant des trajectoires pour 2023 et 2028 de nature à influencer l'essor du stockage d'électricité et du P2G. Les scénarios de la PPE pour la période 2019-2023 semblent proposer des opportunités supplémentaires pour le stockage d'électricité et le P2G.

En juin 2022, RTE a publié la version finale de son étude « Futurs énergétiques 2050 »¹³, présentant différents scénarios de mix de moyens de productions et de flexibilité en France entre 2030 et 2050. Les capacités de stockage y sont optimisées économiquement dans chaque scénario, et de nombreuses analyses de sensibilité sont menées sur les conséquences de variations de paramètres de flexibilité. Les scénarios de RTE révèlent des capacités installées de stockage assez homogènes en 2030 mais très différentes selon les scénarios en 2050, en particulier sur la place des batteries électriques et du power-to-hydrogen-to-power.

L'ADEME a également publié au cours de cette dernière année les scénarios de « Transition(s) 2050 » présentant 4 mix énergétiques neutres en carbone. Donnant une place plus importante à la flexibilité de la demande et à l'utilisation du méthane de synthèse et biogaz pour la production électrique de pointe à partir des centrales existantes, ces scénarios aboutissent à des besoins plus faibles en stockage par batterie et en P2H2P.

La révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2024-2028 est en cours et visera à actualiser les objectifs en termes de stockage d'énergie pour la France, ainsi que le rôle des pouvoirs publics dans la réalisation de ces objectifs.

¹¹ <https://atee.fr/document/rapport-complet-de-letude-de-valorisation-du-stockage-thermique-et-du-power-heat-peps3>

¹² <https://atee.fr/document/etude-peps4-sur-le-potential-national-du-stockage-delelectricite-et-du-power-gas>

¹³ <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

1.1.4 De nouvelles incertitudes appellent à une étude dédiée

Depuis 2018, de nombreux événements questionnent les hypothèses utilisées dans les précédentes études PEPS. Entre autres : les scénarios d'évolution prospective des mix énergétiques en France et en Europe ont été actualisés, les prix des batteries ont évolué, les tensions sur les marchés de l'électricité ont rendu tangible un marché de l'électricité avec des prix de l'électricité très élevés (de manière non ponctuelle), l'essor des véhicules électriques s'est confirmé, l'hydrogène a pris une position très importante dans la plupart des scénarios prospectifs européens, etc.

Ces changements ont motivé le lancement de la présente étude, visant à mettre à jour à la fois les études PEPS3 et PEPS4 sur les technologies de stockage électrique, de chaleur et power-to-gas, tant dans l'actualisation du calcul de leur valeur que l'actualisation des coûts utilisés pour évaluer leur pertinence économique.

1.2 Objectifs

L'étude PEPS5 a pour objectif d'évaluer, via l'utilisation de méthodologies éprouvées, quelle peut être la place des technologies de stockage dans le futur système énergétique de la France.

Pour cela, l'étude se concentre sur 15 cas d'étude jugés pertinents *a priori* pour l'utilisation de technologies de stockages, flexibilité et conversion, et évalue leur intérêt pour la collectivité en 2030 et 2050. L'ensemble de ces cas faisant intervenir le système électrique, l'étude s'appuie sur des scénarios exogènes d'évolution du mix en 2030 et 2050 issus en particulier des travaux de RTE, de l'ENTSO-E et de la Commission Européenne, qui sont pris pour référence¹⁴. L'étude s'intéresse ainsi à l'intérêt de ces flexibilités à la marge de ces scénarios (déjà équipés de flexibilités), de manière à pouvoir fournir des recommandations sur les technologies à privilégier ou les gisements de flexibilité à considérer dans le design d'une stratégie nationale.

Néanmoins, l'évolution du système énergétique étant très incertaine, par exemple en ce qui concerne l'évolution de la demande et des nouveaux usages ou les coûts des technologies et combustible, l'étude ne vise pas à donner des valeurs absolues de technologies. Elle ne vise pas non plus à proposer des scénarios alternatifs ou à commenter la pertinence d'hypothèse des scénarios qui ont été utilisés comme référence, les choix de flexibilités résultant d'arbitrages complexes liés aux hypothèses d'évolution des coûts et gisements et à des critères exogènes comme l'impact environnemental ou les usages multivectoriels.

¹⁴ Notons que le COPIL a privilégié de s'appuyer sur les mix de RTE plutôt que sur ceux de l'ADEME pour être en phase avec le niveau de demande défini par la SNBC. Si les scénarii ADEME avaient été pris en compte, les résultats d'analyses auraient pu être différents, car les capacités de production et de flexibilité obtenues sont différentes. En particulier l'ADEME n'envisage pas comme RTE que le système s'appuiera sur les CCGT hydrogène pour l'équilibrage du système mais plutôt sur des CCGT aux gaz (biogaz, gaz de synthèse, ..). Les niveaux de développement des batteries y sont aussi plus faibles. Néanmoins, l'étude vise, lorsque cela est possible, à dégager des messages généraux et indépendants du scénario.

1.3 Cas d'étude analysés

PEPS5 analyse 15 cas d'étude faisant intervenir des technologies de stockage, certains repris des études PEPS précédentes et d'autres introduits dans cette version. Ces cas d'études sont des cas jugés *a priori* intéressants pour le stockage, les flexibilités et technologies de conversion par les cofinanceurs de l'étude. Une brève description de chaque cas est donnée ci-dessous. Une plus grande description de chaque cas d'étude est disponible dans les parties dédiées du rapport.

Cas d'étude électriques

- **Stockage centralisé en métropole**, visant à évaluer l'intérêt d'une installation dédiée à l'équilibrage du système électrique en métropole (p.ex. batteries de taille industrielle, STEPs). Les installations de power-to-hydrogène-to-power sont aussi étudiées. Ces cas d'étude sont présentés au § 2.2.
- **Pilotage de la recharge des véhicules électriques**, visant à évaluer l'intérêt de différents modes de recharge des véhicules électriques (pilotage tarifaire statique, smart charging et Vehicle-to-grid). Ce cas d'étude est présenté au § 2.32.2.8.
- **Stockage couplé à de l'autoconsommation**, regroupant deux cas d'études :
 - Autoconsommation individuelle, visant à évaluer l'intérêt d'un stockage couplé avec une installation PV en autoconsommation, chez un particulier.
 - Autoconsommation collective, visant à évaluer l'intérêt d'un stockage couplé avec une installation PV de plus grande taille en autoconsommation dans une communauté énergétique renouvelable.Ces cas d'étude sont présentés au § 2.3.82.4.
- **Batteries pour l'alimentation sans interruption**, visant à évaluer l'intérêt de batteries Li-ion en remplacement de back-up ou en multi-services, dans le cas d'application d'un data center. Ce cas d'étude est présenté au § 2.5.
- **Stockage en ZNI**, regroupant deux cas d'études du stockage dans les zones non interconnectées française, dans le cas d'application de la Martinique en 2033 :
 - **Stockage centralisé** visant à évaluer l'intérêt d'une installation dédiée à l'équilibrage du système électrique (arbitrage et réserve) en ZNI,
 - **Installation couplant production et stockage d'électricité** visant à évaluer l'intérêt pour le système d'une installation de stockage en ZNI couplée à une centrale photovoltaïque

Ces cas d'étude sont présentés au § 2.6.

Cas d'étude thermiques

- **Stockages dans un réseau de chaleur urbain basse température**, visant à évaluer l'intérêt de l'installation d'un stockage thermique à cycle journalier ou à cycle hebdomadaire en amont

d'un réseau de chaleur urbain basse température alimenté par des pompes à chaleur industrielles.

Stockage froid tertiaire, visant à évaluer l'intérêt d'un stockage froid couplé à des groupes froids à compression électrique pour la fourniture de froid sur un réseau de froid tertiaire.

Ces cas d'étude sont présentés au § 3.2.

- **Power-to-heat haute température pour l'industrie**, visant à quantifier l'intérêt d'un stockage thermique pour la fourniture de chaleur selon différents niveaux de température d'un procédé industriel à parti d'un moyen de production power-to-heat.

Stockage froid industriel, visant à évaluer l'intérêt de l'installation d'un stockage froid au sein de processus industriels de production de froid.

Ces cas d'étude sont présentés au § 3.3.

- **Valorisation de la chaleur fatale issue un site industriel**, visant à évaluer l'intérêt d'une valorisation sur les marchés court-termes de l'électricité de gisements constants de chaleur fatale industrielle via une chaîne de conversion heat-to-power qui intègre, ou non, un stockage. En particulier, seront comparées l'utilisation d'un stockage thermique en amont de la conversion à celle d'une batterie électrique en aval.

Ce cas d'étude est présenté au § 3.4.

Cas d'étude power-to-gas

- Valeur d'un électrolyseur pour production **d'hydrogène injecté dans le réseau de gaz**, visant à évaluer l'intérêt de l'injection d'hydrogène produit à partir d'électrolyse comme solution temporaire pour supporter le développement de la filière hydrogène à court terme.

Ce cas d'étude est présenté au § 4.2.

- Intérêt pour la collectivité d'une installation de **méthanation**, visant à étudier l'intérêt de coupler une installation de méthanation à un électrolyseur afin de produire du e-methane à partir d'électricité, pour différentes configurations de récupération de CO2.

Ce cas d'étude est présenté au § 4.3.

- **Power-to-hydrogen-to-power**, visant à étudier la rentabilité d'une installation dédiée à cet usage.

Comme dans ce cas l'installation peut être considérée comme un stockage centralisé, le cas d'étude est présenté avec les stockages électriques centralisés au § 2.2.

1.4 Méthodologie

La méthodologie de PEPS5 reprend largement la méthodologie des précédentes études PEPS. Les éléments présentés ici sont communs à la plupart des cas d'études. Lorsqu'un cas d'étude présente des spécificités méthodologiques, elles sont décrites en introduction de sa partie dédiée.

1.4.1 Une vision du système électrique français en 2030 et 2050 tirée de l'étude « Futurs énergétiques » de RTE

L'étude PEPS5 modélise et évalue la valeur marginale pour la collectivité de différents moyens de flexibilités électriques, thermiques et power-to-gas à la marge de scénarios du système électrique français et européen en 2030 et 2050, avec 3 scénarios étudiés pour chaque horizon. Ces scénarios s'inspirent principalement de scénarios issus des travaux *Futurs Energétiques 2050* de RTE et sont présentés ci-dessous.

Tableau 1 - Description des scénarios utilisés pour 2030 et 2050 en France

2030	2050
Scénario Référence : point 2030 commun des scénarii M1, M23, N2 de RTE à horizon 2050.	M1 : Développement très important des énergies renouvelables en grande partie porté par la filière photovoltaïque.
Scénario +3GW nucléaire : presque similaire au scénario <i>Référence</i> à l'exception d'une différence de capacité installée de nucléaire de +3 GW, correspondant au point 2030 du scénario N03 de RTE.	M23 : Développement très important de toutes les filières renouvelables, porté notamment par l'installation de grands parcs éoliens sur terre et en mer.
Scénario Prix élevés : presque similaire au scénario <i>Référence</i> à l'exception du prix des combustibles fossiles plus élevés, pouvant être des résidus des crises actuellement traversées par les marchés de l'énergie. Les coûts d'installation des stockages n'ont pas été amendés dans ce scénario.	N2 : Lancement d'un programme plus rapide de construction de nouveaux réacteurs (une paire tous les 3 ans) à partir de 2035 avec montée en charge progressive. Le développement des énergies renouvelables se poursuit mais moins rapidement que dans les scénarios M1 et M23.

Le tableau ci-dessous explicite les scénarios Européens utilisés pour modéliser les pays limitrophes à la France afin de modéliser les flux d'imports/export d'électricité en France.

Tableau 2 - Description des scénarios utilisés pour 2030 et 2050 en Europe

2030	2050
Scénario NT2030 ¹⁵ du TYNDP2020 de l'ENTSO-E : scénario respectant les engagements des plans climats énergies pris par les états membres de l'Union Européenne en 2030.	Scénario 1.5TECH ¹⁶ de la Long Term Strategy de la Commission Européenne : scénario respectant l'objectif européen de décarbonation de l'économie à l'horizon 2050, et ambitieux à la fois sur l'électrification, l'utilisation de l'hydrogène, les e-fuels, l'efficacité énergétique, l'économie circulaire, le déploiement de la biomasse et la capture et l'utilisation de dioxyde de carbone.

Les figures ci-dessous permettent de visualiser les mix français utilisées dans l'étude en termes de capacités installées.

Mix français à horizon 2030 par scénario

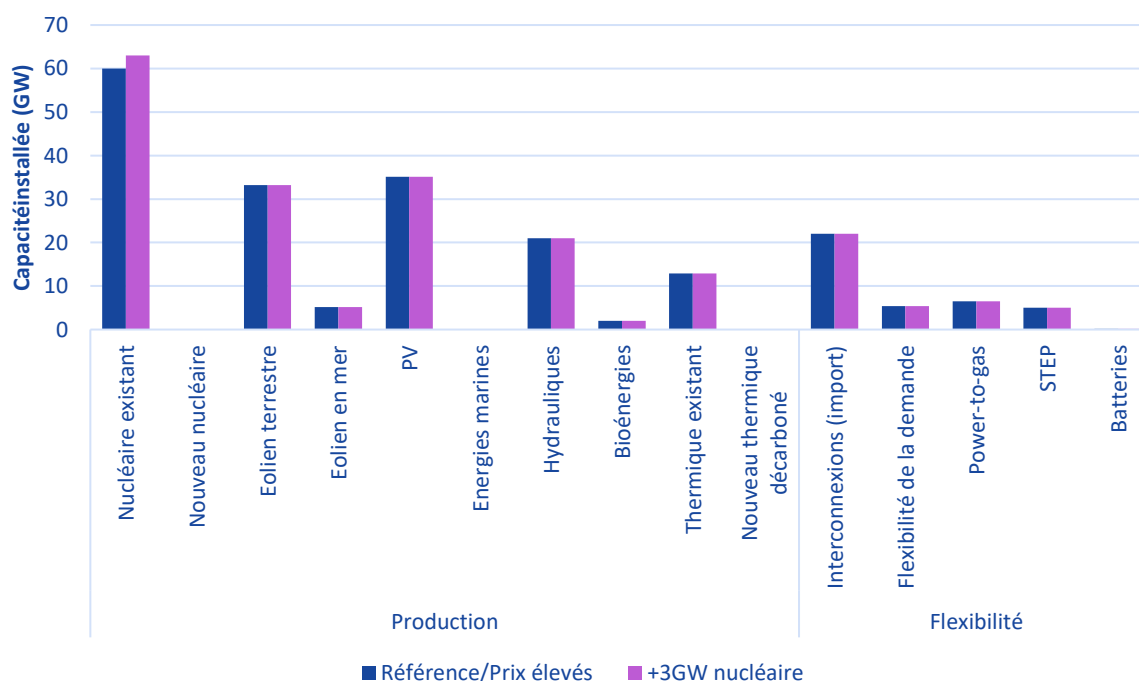


Figure 3 - Capacités installées en France en 2030 par scénario

¹⁵ <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

¹⁶ https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en

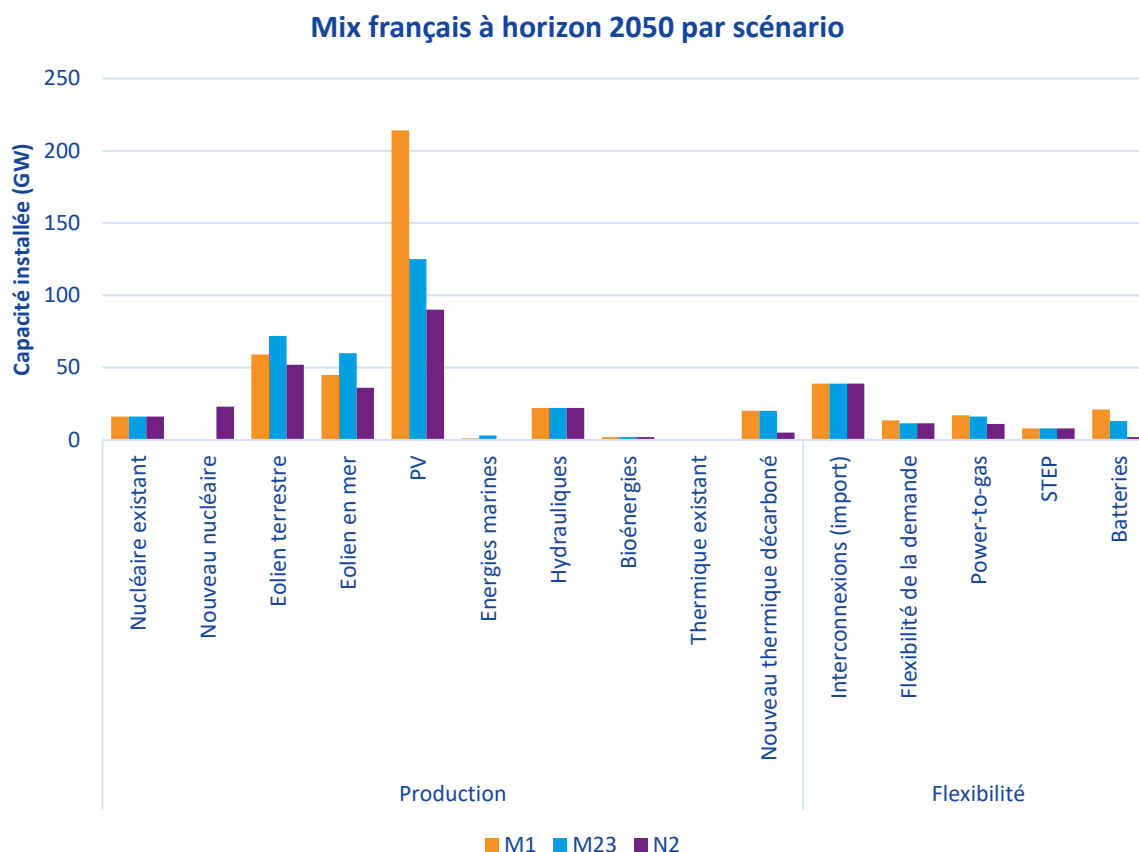


Figure 4 - Capacités installées en France en 2050 par scénario

Le tableau ci-dessous donne les hypothèses des prix de combustibles et du CO₂, ayant une influence déterminante pour évaluer la valorisation des technologies de stockage car pouvant être fortement corrélés aux coûts marginaux de l'électricité.

Tableau 3 - Coûts des combustibles et du CO₂ utilisés dans PEPS5¹⁷

	Scénario	Charbon	Fioul	Gaz	Hydrogène (hors électrolyse)	CO ₂
		€/MWh PCI	€/MWh PCI	€/MWh PCI	€/MWh PCI	€/t
2030	Référence / +3 GW Nucléaire	7,4	32,8	15,6	Non représenté	84,8
	Prix élevés	38,1	168,1	80 ¹⁸		
2050	M1 / M23 / N2	14,1	62,5	61,2 (biogaz)	90	350

¹⁷ Les coûts 2030 sont tirés de la consultation publique de RTE pour l'étude futurs énergétiques : p85 de <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/Bilan%20Previsionnel%202050-consultation-complet.pdf>.

Les coûts 2050 sont issus du scénario Long Term Strategy, et déjà utilisés dans l'étude d'Artelys sur la place du stockage en Europe à horizon 2030 et 2050: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1>

¹⁸ Ce coût élevé correspond au prix du gaz naturel sur les marchés de gros du gaz début 2022.

Enfin, le besoin de réserve a été modélisé dans PEPS5 en supposant une demande capacitaire (l'activation n'a pas été modélisée) dans chacun des scénarios pour les réserves FCR et aFRR de 1,1 GW en 2030 et 2,6/2,4/1,9 GW pour M1/M23/N2 en 2050, à la hausse et à la baisse. Ces besoins ont été extrapolés à partir des besoins actuels¹⁹ et de ceux prospectifs de RTE²⁰. Les autres réserves mFRR et RR n'ont pas été prises en compte, car on s'attend à une concurrence importante pour ces réserves vu qu'elles sont moins contraintes, et que les stockages ne sont pas les technologies a priori les plus adaptées pour ce type d'utilisation. Les technologies pouvant participer à ce marché de réserve sont les CCGT, les OCGT, les centrales hydroélectriques, le nucléaire, les STEPs et les batteries. Par défaut, les véhicules ont été supposés ne pas participer à la réserve (même s'ils sont depuis peu en capacité de le faire), et une analyse complémentaire dédiée a été menée dans le cas d'étude correspondant pour estimer l'influence d'une telle participation.

1.4.2 Outil de modélisation

Les scénarios décrits ci-dessus ont été modélisés dans le logiciel **Artelys Crystal Super Grid**, outil de modélisation et de simulation de systèmes énergétiques²¹. Il permet de mener des analyses technico-économiques relatives à de nombreuses problématiques : des analyses coûts-bénéfices d'infrastructures de production, transport ou stockage d'énergie (en particulier d'électricité, de gaz et de chaleur), des comparaisons de scénarios prospectifs, l'étude de la sécurité d'approvisionnement, l'évaluation de designs de marchés. Son développement a été initié dans le cadre d'un projet « Investissement d'Avenir » financé par l'ADEME, le projet POST. *Artelys Crystal Super Grid* est notamment utilisé par la Commission européenne pour la réalisation du modèle européen METIS²².

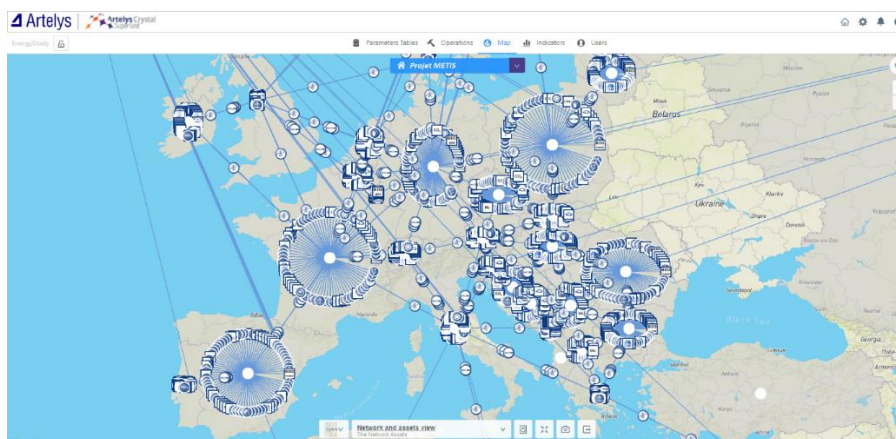


Figure 5 - Exemple de représentation des actifs de production, stockage et des interconnexions d'électricité en Europe dans Artelys Crystal Super Grid

¹⁹ Voir par exemple <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>

²⁰ Voir en particulier Figure 7.4, p293 de https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-05/BP50_Principaux%20re%CC%81sultats_fev2022_Chap7_securite%20approvisionnement.pdf

²¹ <https://www.artelys.com/en/applications/artelys-supergrid>

²² https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/metis_en

Les modèles d'Artelys Crystal Super Grid permettent de représenter finement chacun des actifs de production en fonction de ses caractéristiques (coûts de démarrage, puissance minimale, gradients, réserve) tout en prenant en compte la variabilité de la production renouvelable, et les dynamiques de production hydraulique (fil de l'eau, gestion des réservoirs hydrauliques saisonniers etc.). Dans PEPS5, les mix électriques sont représentés à la maille nationale pour la France et 33 autres pays (26 autres pays de l'UE + Royaume-Uni, Suisse, Norvège, Bosnie-Herzégovine, Monténégro, Macédoine du Nord, Serbie), et au pas de temps horaire.

En outre, plusieurs conditions climatiques (affectant par exemple la consommation électrique, les productions solaires, éoliennes et hydroélectriques) peuvent être simulées pour un même scénario. Dans PEPS5, trois années climatiques ont été modélisées dans chaque scénario, représentant les années climatiques 2002 (année douce au niveau européen), 2006 (année moyenne au niveau européen) et 2010 (année froide au niveau européen). Les résultats présentés ci-dessous correspondent à une moyenne des résultats sur ces trois années climatiques.

Dans l'analyse effectuée, le modèle simule l'équilibre offre-demande électrique à partir des hypothèses définis par les scénarios décrits ci-dessus. La demande finale d'hydrogène à produire par électrolyse (résultant donc en une consommation électrique additionnelle) est reprise des scénarios de RTE et imposée dans le modèle, de même que la capacité d'électrolyse. La consommation d'hydrogène pour les CCGT hydrogène peut quant à elle augmenter les besoins d'hydrogène au niveau annuel, ce qui est traité dynamiquement dans le modèle.

En pratique, pour simuler le système, Artelys Crystal Super Grid écrit un problème d'optimisation dont l'objectif est de minimiser les coûts totaux du système énergétique sur l'année simulée (coûts d'opérations, plus d'éventuels coûts d'investissements annualisés, plus coûts d'imports d'énergie, moins ventes d'exports d'énergie) tout en respectant les contraintes de sécurité d'approvisionnement (production = demande + exports - imports, à chaque pas de temps) et physique (par exemple : production horaire $\leq$ capacité installée, à chaque heure de l'année), les variables du problème étant en particulier les productions électriques horaires de chaque centrale, les flux horaires dans chaque interconnexion et la charge/décharge horaire dans chaque stockage.

La résolution de ce problème d'optimisation permet d'en déduire plusieurs indicateurs clés comme les coûts marginaux horaires de l'électricité, les productions horaires des actifs de production, de stockage et d'interconnexion, les investissements jugés optimaux ou encore les émissions de CO₂ du système électrique. Les résultats présentés dans ce rapport sont pour la plupart issus de ces indicateurs clés.

1.4.3 Calcul de la valeur économique du stockage pour la collectivité

Les installations de stockage peuvent fournir plusieurs services à la collectivité, apportant une **valeur économique** pour la collectivité, c'est-à-dire du point de vue de l'ensemble des acteurs économiques du système énergétique, sans chercher à distinguer qui capte cette valeur. En particulier, les valeurs rendues au système électrique prennent les formes suivantes :

- **Valeur d'arbitrage**, qui comptabilise les économies réalisées grâce à l'installation de stockage sur les coûts de production du système électrique dans une situation sans défaut d'approvisionnement. Par exemple, une installation de stockage électrique permettant de remplacer sur un an 1000 MWh de production d'électricité au gaz à 100 €/MWh par une production d'électricité photovoltaïque (qui sans l'installation de stockage serait perdue) à 0 €/MWh a une valeur d'arbitrage de $(100 - 0) * 1000 = 100\,000$ €/an.
- **Valeur de réserve**, qui comptabilise les économies réalisées grâce à l'installation de stockage sûr les coûts d'approvisionnement en réserve. Par exemple, 1 MW d'installation de stockage électrique pouvant participer systématiquement à la réserve permet de libérer 1 MW d'actif nucléaire qui ne pouvait produire plus afin de fournir de la réserve à la hausse sans l'installation de stockage, et qui peut maintenant contribuer directement au marché de l'énergie. Dans PEPS5, cette valeur est quasi systématiquement accolée à la valeur d'arbitrage car les simulations effectuées représentent en même temps les marchés de l'énergie et de la réserve.
- **Valeur capacitaire**, qui estime les économies permises par l'installation de stockage en termes de coûts d'installation et/ou de maintenance de centrales dédiées aux pointes de demande d'électricité, typiquement un stockage très long terme qui pourrait éviter d'investir dans une nouvelle centrale thermique à gaz (en 2030) ou à hydrogène (en 2050), ou permettre le démantèlement d'une centrale existante. Le calcul de la valeur capacitaire est réalisé en post traitement des simulations Artelys Crystal Super Grid, en rajoutant un premium sur les prix de l'électricité considérés aux 400 heures les plus consommatrices de l'année (en moyenne sur les années climatiques). La valeur capacitaire est évaluée pour deux valeurs possibles de ce premium : un premium de 150€/MWh, correspondant au cas où des nouvelles capacités ont dû être ajoutées pour équilibrer le système (un MW de capacité permettant d'éviter le remplacement ou l'installation d'une capacité soit environ 60k€/MW/an) ou un premium de 37,5€/MWh correspondant au cas où de nouvelles capacités n'ont pas été nécessaires pour garantir l'équilibre du système (le premium est plus faible dans ce cas car il correspond uniquement à l'économie de maintenance d'une capacité existante soit environ 15k€/MW/an). Sauf contre-indication, dans la suite du rapport, l'évaluation de la valeur capacitaire considère que de nouvelles capacités sont nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande donc que la valeur capacitaire est de 60k€/MW/an.
- **Valeur de réseau**, qui quantifie les économies d'opération et d'investissement réseau (au niveau transport et distribution) permises grâce au stockage. Cette valeur n'est pas étudiée dans PEPS5 étant donné les choix de cas d'études et car trop dépendante des situations locales d'installations du moyen de stockage.
- D'autres services peuvent être rendus par des installations de stockage à la collectivité, comme par exemple le **black-start** afin de rétablir la fréquence du système après un black-out. Ces autres valeurs n'ont pas été étudiées dans le périmètre de PEPS5, même si elles peuvent exister dès aujourd'hui, par exemple dans les systèmes insulaires.

Dans PEPS5 deux manières de calculer ces valeurs sont utilisées :

- **Approche incrémentale**, consistant à simuler le comportement du système pour plusieurs valeurs de capacité installée d'une technologie de stockage, tout chose étant égale par ailleurs. Cette approche est en particulier utilisée pour les cas stockages centralisés, pilotage de la recharge des véhicules électriques et ZNI pour lesquels les variations envisagées sont de taille conséquente par rapport au système énergétique dans son ensemble et sont susceptibles d'avoir une influence sur le mix énergétique et le coût marginal de l'électricité (de l'ordre d'un ou plusieurs GW pour le système métropolitain). Dans cette approche, plusieurs simulations du système sont faites avec ces valeurs de capacité, et la valeur incrémentale « arbitrage + réserve » de la technologie est déduite en soustrayant les coûts d'opération des différents systèmes. La valeur peut être ensuite normalisée pour ramener la valeur en €/MW/an.
Par exemple, on étudie deux situations avec 0 et 2 GW de stockage dans le mix de référence. La première simulation donne un coût annuel du système de 101 Md€/an et la seconde avec 2 GW de stockage donne un coût de 100 Md€/an. La valeur incrémentale est donc de (101 - 100) Md€/an / 2 GW soit 500 k€/MW/an.
- **Approche marginale**, consistant à évaluer l'impact sur le système électrique de l'ajout d'une faible capacité de stockage ou flexibilité non susceptible d'influencer de manière significative le mix énergétique et le coût marginal de l'électricité (par exemple inférieure à 100 MW en métropole), tout chose étant égale par ailleurs. Elle est utilisée en particulier pour l'ensemble des cas thermiques et P2G, ainsi que pour certains cas électriques (autoconsommation, ASI). Dans cette approche, plutôt que de modéliser le système électrique, on utilise les coûts marginaux de l'électricité pour évaluer l'impact du stockage en supposant qu'une production/consommation à une heure donnée va respectivement diminuer/augmenter les coûts du système du volume produit /consommé fois le coût marginal. Cette approche produit des résultats strictement équivalents à une approche incrémentale tant que les capacités étudiées sont faibles par rapport à la taille du système global.

1.4.4 Calcul des émissions marginales de CO2 évitées grâce au stockage

L'évaluation de l'impact carbone des technologies est un sujet complexe et à fort enjeu dans l'établissement de stratégies énergétiques.

Trois approches souvent utilisées pour quantifier le contenu carbone dans l'électricité produite ou consommée méritent d'être mentionnées dans cette section : **les méthodes marginale, incrémentale et moyenne**.

La méthodologie dite « **marginale** », employée dans l'étude PEPS5 pour les cas d'études traités avec l'approche économique marginale, consiste à étudier, l'impact carbone d'un actif énergétique (consommation, production, flexibilité, transport) ajouté en plus par rapport à un système donné, toutes choses restant identiques par ailleurs.

Elle repose sur l'hypothèse que la réponse du mix énergétique national à l'ajout de cet actif énergétique se réalise via la variation à la hausse ou à la baisse de la filière « marginale » du mix, c'est-à-dire de la filière dont le prix marginal de production de l'électricité est maximal comparé à toutes les autres filières démarrées à l'instant considéré. Cette hypothèse nous permet d'évaluer la variation des émissions du CO₂ par le parc de production national en se basant uniquement sur le contenu carbone de cette filière « marginale ».

Une approche simplifiée de cette méthodologie utilisée dans cette étude consiste à admettre que le contenu carbone de la filière marginale est nul lorsque le coût marginal de production de l'électricité est inférieur à 40 €/MWh, car ce niveau de prix correspond aux situations de la marginalité des filières nucléaire ou EnR variables, dont les taux d'émission du CO₂ sont très faibles et peuvent être négligés. Ainsi, l'ajout d'un actif énergétique ne provoque aucune variation dans les émissions du CO₂ du parc de production lorsque le coût marginal horaire de l'électricité produite par ce parc est inférieur à 40 €/MWh. Le contenu carbone de la filière marginale est non-nul lorsque le prix marginal horaire de l'électricité est supérieur à 40 €/MWh. Il est pris à hauteur de celui d'un CCGT au gaz de rendement 50%.

Dans les cas où la flexibilité a été étudiée en approche incrémentale pour l'analyse économique, l'effet de l'ajout de la flexibilité sur le système est étudié en approche « **incrémentale** », c'est-à-dire que la variation dans les émissions du CO₂ résultant de l'introduction d'un actif énergétique est calculée en comparant les émissions du système électrique avec et sans l'actif ajouté, tel qu'obtenu dans les résultats de simulations. Cette variation dans les émissions du CO₂ est donc attribuée à 100% à l'actif ajouté.

Les résultats de calculs réalisés avec ces deux méthodes sont généralement très proches lorsque l'actif énergétique évalué est marginal comparé à l'ensemble du parc de production national.

Notons que, puisque l'optimisation du mix électrique par les modèles comme celui utilisé pour l'étude PEPS5 est réalisée traditionnellement dans une logique « omnisciente », i.e. en connaissance parfaite des courbes de charge et de production des EnR variables pour toute l'année, les arbitrages faits par le modèle en matière de placements horaires de chaque filière de production et de flexibilité peuvent différer de ceux pouvant être faits par les opérateurs des actifs en question, qui s'exposent aux risques liés aux incertitudes de prévision de la demande et de la production des EnR variables.

Un autre facteur qui se rajoute à l'impact de l'incertitude inhérente à la gestion opérationnelle réelle est celui de la non prise en compte, dans ces modèles de certains types de contraintes difficilement modélisables, telles que par exemple le regroupement, en termes de gestion, des centrales hydrauliques par vallée hydraulique.

Pour ces raisons, certains acteurs du domaine considèrent que la méthode marginale peut conduire à une surestimation de l'effet que peut avoir un actif de flexibilité sur la réduction de la sollicitation des actifs carbonés en faveur à ceux qui le sont moins (notamment dans un pays comme la France où le mixe électrique est déjà peu carboné), et que les valeurs d'émissions évitées obtenues avec cette

méthode doivent donc être vues comme une borne supérieure des gains qui peuvent être apportés par ces flexibilités.

La méthodologie dite « **moyenne** » consiste, quant à elle, à estimer l'impact CO2 d'un actif énergétique en se basant sur le taux moyen horaire d'émission du CO2 de l'ensemble du mix national (y compris les EnR variables). Ainsi, cet impact est calculé en multipliant la production/consommation horaire de l'actif donné par le contenu CO2 moyen horaire du parc national.

En considérant implicitement que l'actif énergétique affecte toutes les filières (y compris les EnR variables) proportionnellement à leur production horaire, cette méthodologie peut sous-estimer l'impact réel d'un actif énergétique sur les émissions du CO2 par le parc de production national. Cette sous-estimation est particulièrement significative pendant les heures de pointe et de super-pointe, où les moyens de production thermiques à flammes sont systématiquement utilisés pour assurer l'équilibre offre-demande du système. Ce raisonnement est particulièrement vrai en France, où le contenu carbone moyen est très faible historiquement, même aux heures de pointe et de super-pointe, grâce à sa forte capacité nucléaire.

Pour ces raisons, certains acteurs du domaine considèrent que cette méthode tend à sous-estimer l'effet d'actifs énergétiques (ou d'actions sur le système énergétique) sur les émissions de CO2 du parc de production national.

Afin de prendre la mesure de l'écart entre d'une part les approches marginale / incrémentale et d'autre part l'approche moyenne, on pourrait citer le cas d'un stockage électrochimique d'une puissance de 500 MW et d'une constante de temps de 4h installé dans le mix de référence 2030. Les économies de CO2 grâce à ce stockage seraient évaluées à 10 tCO2/MW/an en utilisant la méthodologie moyenne horaire contre environ 200 tCO2/MW/an en utilisant la méthodologie marginale soit un facteur 20 entre les 2 méthodologies.

1.4.5 Comparaison entre valeurs marginales pour la collectivité et coûts

Pour quantifier l'intérêt économique du moyen de flexibilité, l'approche diffère selon les types de cas d'études.

Pour les **cas d'études électriques (et P2H22P)**, les valeurs décrites ci-dessus sont comparées à des coûts représentant, sauf indication du contraire dans la partie dédiée, les coûts d'installation des technologies de stockage considérées, généralisés la plupart du temps en €/MW/an. Ces coûts couvrent les CAPEX et coûts fixes de maintenance, en puissance et en énergie stockable. Les CAPEX incluent les coûts d'installation (y.c. transport de la technologie), mais pas les coûts du foncier nécessaire à l'installation de l'équipement.

Pour les **cas d'études thermiques et power-to-gas (hors P2H22P)**, l'approche utilisée consiste à comparer les coûts totaux des installations modélisées avec et sans l'installation de stockage. Les coûts totaux englobent notamment :

- Les coûts d'investissement des moyens de stockage et de production,
- Les coûts d'exploitation et de maintenance des moyens de stockage et de production, regroupés dans certains cas d'études avec les coûts d'investissements sous le terme de coûts fixes,
- Les coûts de production des moyens de production et de stockage, notamment les coûts d'approvisionnement en électricité des moyens de production power-to-X, qui intègrent donc le coût marginal de l'électricité au pas de temps considéré, ainsi que le premium capacitaire décrit plus haut.

Enfin, pour certains cas d'étude, les émissions de CO2 marginales annuelles évitées grâce à l'installation de stockage sont également comparées aux coûts CO2 annualisés de quand ceux-ci sont disponibles, afin de vérifier l'intérêt environnemental (sur le critère des émissions de CO2 marginales) de l'installation de stockage étant donné les émissions liées à sa construction.

1.4.6 Limites

PEPS5 est une étude visant avant tout à donner au grand public et aux pouvoirs publics une vue d'ensemble sur les solutions de stockage d'énergie disponibles et leurs intérêts respectifs à des horizons prospectifs long terme. Des choix ont été faits pour obtenir un résultat lisible par le plus grand nombre et utile pour les décideurs. A ce titre plusieurs limites de méthodologie sont listées ci-dessous :

- **Incertitude des hypothèses** : comme toutes les études prospectives quantitatives, les paramètres de modélisation sont issus des projections de scénarios existants mais hypothétiques (typiquement le prix du gaz peut évoluer plus rapidement que prévu). De plus, les valeurs calculées par la modélisation sont comparées à des coûts des systèmes de stockage qui peuvent fortement évoluer et sont soumis à incertitude. L'étude vise toutefois à présenter les résultats pour des scénarios référents suivant les objectifs étatiques, avec des variations sur les paramètres les plus critiques, à savoir la capacité du nucléaire et les prix de l'énergie en 2030, ou le mix énergétique en 2050. Les coûts des systèmes de stockage sont quant à eux estimés entre des bornes basses et hautes quand cela est possible.
- **Approche marginale pour évaluer l'intérêt d'une solution de flexibilité** : l'approche marginale ne se place qu'à la marge d'un mix. Si elle est utile pour évaluer l'intérêt d'un nouveau projet, elle est moins pertinente pour évaluer de grandes pénétrations de technologies de stockage sur le mix. Aussi PEPS5 s'inscrit dans les mix modélisés, et les résultats ne sont pas généralisables à des mix très différents. Pour pallier à ces limites, l'approche incrémentale a été choisie pour certaines technologies, et la diversité des scénarios modélisés assure de présenter l'intérêt du stockage dans un maximum de configurations possibles.
- **Approche à la marge d'un parc de production optimisé** : le parc de production électrique (incluant le mix de solutions de flexibilités) français à partir duquel sont réalisées les simulations a été optimisé dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE. En marginal, les valeurs des technologies optimisées par RTE sont donc censées être égales aux coûts d'investissement. Cela dit, les modèles utilisés dans PEPS5 et dans Futurs énergétiques 2050

ne sont pas équivalents (modélisation de la réserve, différence des mix européens, technologies optimisées n'ayant pas exactement les mêmes paramètres de coûts et de rendements), et les résultats peuvent différer entre ceux de Futurs énergétiques 2050 et de PEPS5, même si on retrouve les mêmes grandes tendances. Enfin, PEPS5 vise en priorité à donner une vue d'ensemble des technologies de stockage (notamment en ce qui concerne le stockage thermique), et est en cela complémentaire de Futurs énergétiques 2050.

- **Non prise en compte des aspects réseaux :** Le stockage a un rôle ambivalent face aux réseaux. Il permet à la fois de gérer de manière plus efficace les flux de réseaux et d'éviter des écrêttements de renouvelables (création de valeur), mais peut aussi entraîner une plus forte utilisation du réseau, voire un besoin d'investissement dans de nouvelles capacités réseaux dans certaines configurations (création de coûts), en particulier quand les productions renouvelables sont très différenciées sur le territoire français. Ces coûts et ces valeurs réseaux ne sont pas pris en compte dans PEPS5, aussi les conclusions de l'étude doivent être considérées à l'échelle nationale, et tout projet local doit aussi faire l'objet d'une analyse économique sur les réseaux afin d'établir sa pertinence économique, tous aspects confondus.

2 Stockages électriques

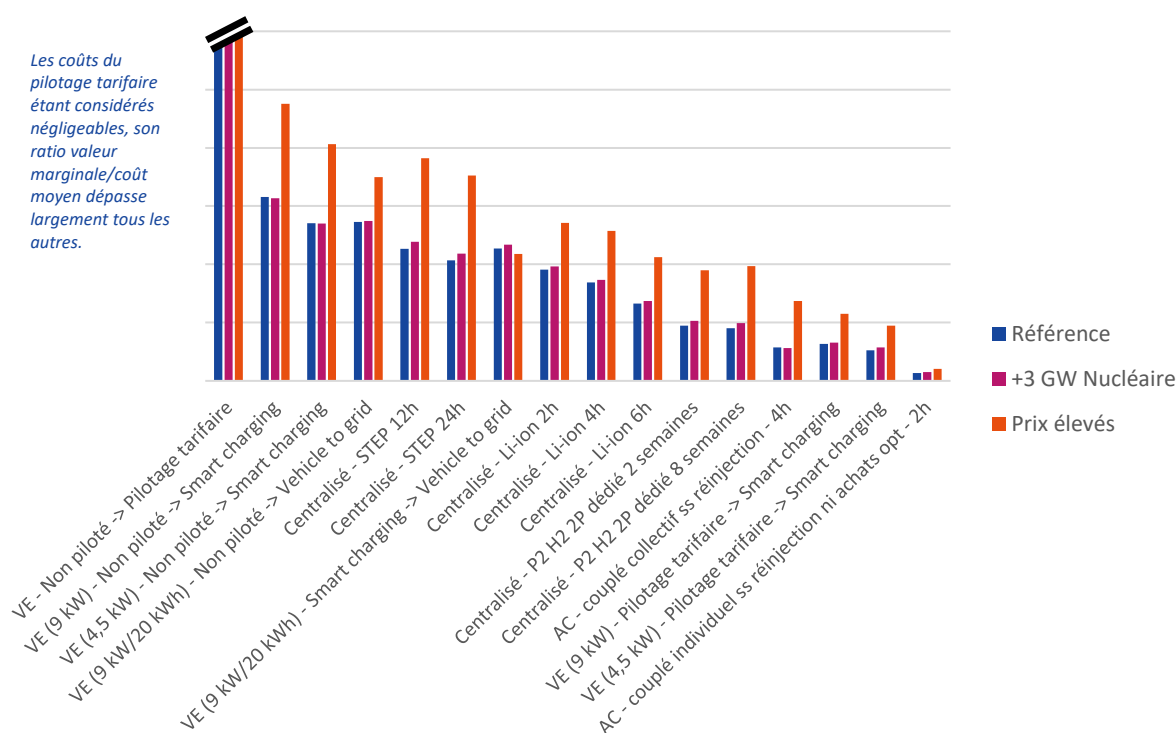
2.1 Synthèse des enseignements

L'accroissement des capacités renouvelables électriques variables en France et en Europe entraîne une augmentation des besoins de flexibilité du système électrique à toutes les constantes de temps. Le choix optimal d'un point de vue économique des moyens de flexibilités à installer dépend de facteurs incertains aux horizons 2030 et à plus forte raison à 2050 comme le parc de production électrique, le pilotage de la demande, les échanges aux frontières, les prix des combustibles ou encore l'évolution des coûts des équipements fournissant ces flexibilités.

Le scénario à prix des combustibles élevés en 2030 (en particulier avec des prix du gaz équivalents à ceux de mi-2022) est le plus favorable à la quasi-intégralité des solutions de flexibilité étudiées (batteries Li-ion, STEP, P2H₂P dédié), en supposant que les coûts des technologies ne sont pas impactés par la hausse des prix des combustibles.

Toutes les solutions de flexibilité n'apportent pas une valeur équivalente à la collectivité. La comparaison des coûts moyens et des valeurs à la marge des scénarios modélisés permet de hiérarchiser la pertinence de telle ou telle solution de flexibilité. On observe en particulier que le classement des solutions varie peu selon les scénarios étudiés et que certaines solutions de stockage électrique apparaissent nettement plus pertinentes que d'autres quelque soient les scénarios considérés dans l'étude.

Ratio valeur marginale/coûts moyens des stockages d'électricité - 2030



Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

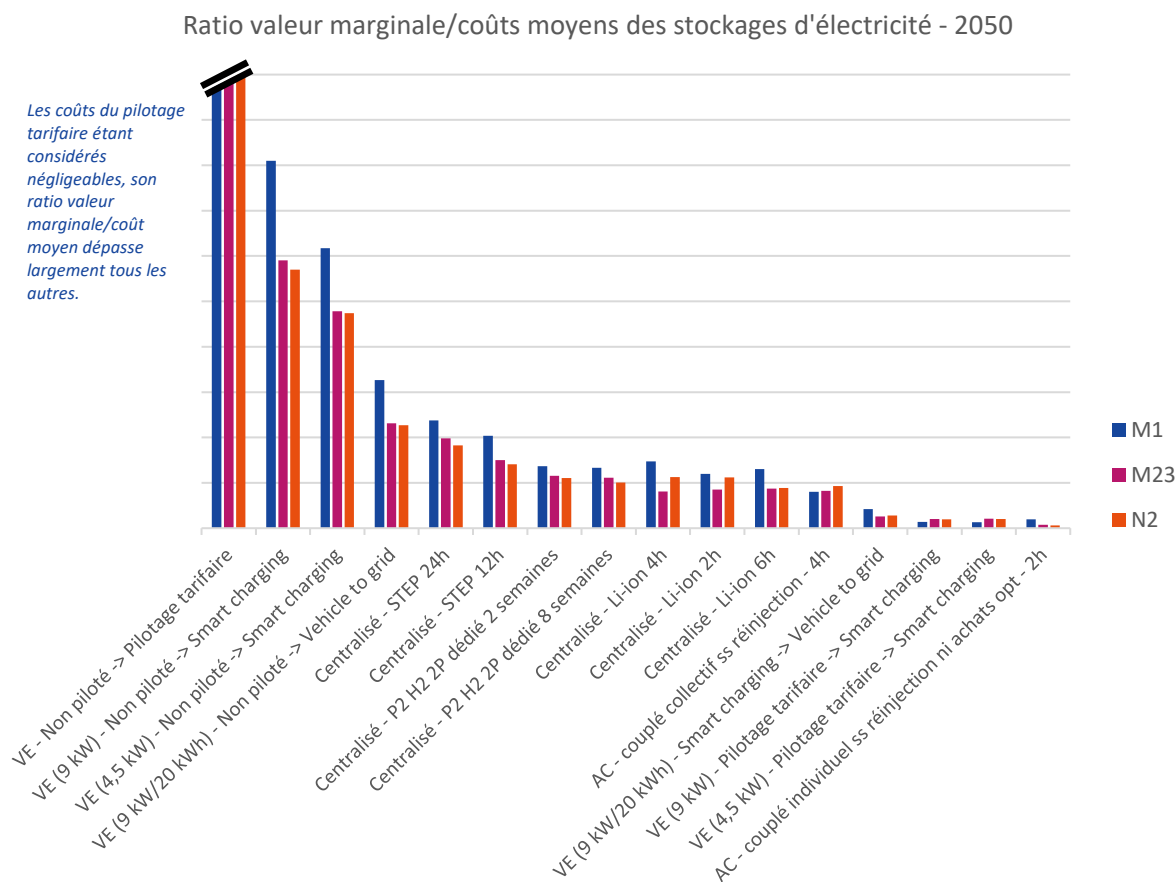


Figure 6 - Comparaison économique entre les différentes solutions de stockage électriques étudiées dans PEPS5 via le ratio entre les valeurs calculées et les coûts des technologies utilisées (hors valeurs et coûts réseaux), à la marge des scénarios modélisés

Plusieurs messages peuvent être déduits sur le stockage centralisé :

- | L'intérêt des flexibilités pour la collectivité se construit sur une combinaison de valeurs, en particulier les valeurs d'arbitrage et capacitaires. La valeur des stockages centralisés pour la réserve (réserve primaire et secondaire, sans considérer d'échanges de réserve européen) est faible en 2030 et 2050, dû au grand nombre d'acteurs potentiels sur ce marché au volume limité. La réserve ne devrait pas, à terme, être suffisante seule pour établir un modèle d'affaire pérenne pour le stockage centralisé.
- | En 2030, les batteries de 2 heures sont légèrement plus pertinentes économiquement que les batteries de 4 et 6 heures. En 2050, cet ordre dépend fortement du scénario considéré.
- | En 2030, les stockages apportent plus de valeur économique (réduction des coûts) et environnementale (réduction des émissions du système) dans la variante avec 3 GW de nucléaire supplémentaire : la présence de ces capacités supplémentaires augmente la part d'énergie décarbonée à faible coût variable dans le mix et les opportunités de cyclage pour des stockages courts ou long, ce qui permet en particulier de décarboner les pays voisins, et n'est pas relié à un besoin intrinsèque au nucléaire qui nécessiterait du stockage.

La valeur apportée par la transformation des modes de recharge des véhicules électriques (pilotage tarifaire, smart charging, vehicle to grid) est plus importante lorsque ceux-ci sont plus évolués, et avec

leur coût d'adaptation, qui reste incertain étant donné le caractère naissant de ces technologies. A l'échelle du système français, il faut privilégier les modes de recharge simples pour le plus grand nombre (le pilotage tarifaire étant sans regret car très simple techniquement à mettre en place et apportant au moins 75% de la valeur du smart charging), et aller vers les modes de recharges plus évolués qui représentent un gisement de flexibilité très important.

Les batteries stationnaires en couplage avec une installation d'autoconsommation sont moins pertinentes économiquement que des batteries centralisées, sans prendre en compte de valeur du stockage pour le réseau (valeur très situationnelle et non évaluée dans PEPSS). Les coûts plus élevés des installations d'une part et la gestion moins optimale pour le système ne permettent pas à ce cas de trouver une rentabilité pour la collectivité. Dans le cas de l'autoconsommation collective, un premium de 100 à 250 €/MWh à l'énergie autoconsommée est nécessaire pour trouver la rentabilité économique du stockage, ce qui représente plusieurs fois les prix de l'électricité aux horizons modélisés.

L'utilisation de batteries de grande taille pour l'application « Alimentation sans interruption » peut être pertinente économiquement par rapport à un générateur diesel dans des cas où les durées de coupures ne dépassent pas 6h. Dans de tels cas, il peut être intéressant économiquement de surdimensionner l'installation pour participer aux marchés de l'énergie, mais cela amène une complexité et un risque dans la gestion d'équipements de sécurité

Dans les ZNI, développer les capacités de stockage centralisé pour de la réserve et de l'arbitrage semble pertinent et doit se faire en cohérence avec l'augmentation des EnR variables à coût variable nul et le respect des critères de sûreté système.

L'ajout d'un stockage en 2030 à la marge du système permet toujours de réduire les émissions de CO2 liés à la consommation d'électricité (en comptabilité marginale ou incrémentale, cf. limitations de celles-ci décrites en section 1.4.4, et en prenant en compte l'impact carbone de la construction dans le cas de batteries Li-ion centralisées).

2.2 Stockage centralisé en métropole (batteries, STEP et P2H₂P dédié)

2.2.1 Description du cas d'étude

Dans l'étude PEPSS, le stockage centralisé regroupe les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau électrique métropolitain, et d'une taille considérée comme conséquente, dépassant les besoins en termes de stockage d'électricité d'un seul consommateur résidentiel/tertiaire (voir le cas d'étude autoconsommation) ou industriel (voir le cas d'étude ASI). Ces installations sont contrôlées à priori par des entreprises du domaine de l'énergie et ont pour principale activité le stockage d'électricité. Dans PEPSS, **3 technologies** de stockage, également présentes dans les mix des « Futurs énergétiques 2050 » de RTE, sont étudiées dans ce cas :

1. Les **batteries Lithium-ion (Li-ion)**, dédiées aux stockages courts (entre quelques minutes et quelques heures), et en essor depuis quelques années notamment grâce au développement du véhicule électrique. A l'heure actuelle en France métropolitaine, cette technologie est essentiellement utilisée pour la réserve. Bien d'autres types de batteries électrochimiques existent, mais, étant donné leurs coûts et performances, seules les batteries Li-ion (et les batteries Redox Vanadium dans une moindre mesure pour des stockages électrochimiques un peu plus long) sont étudiées dans cette étude
 - En 2030, l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE prévoit 500 MW de capacité de batteries Li-ion de 4h raccordées au réseau métropolitain dans tous les scénarios, à partir de projections de capacités déclarées par les industriels, et n'a pas identifié de besoin de nouvelle capacité via l'optimisation technico-économique du système électrique français de
 - En 2050, l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE prévoit 21 GW dans le scénario M1, 13 GW dans le scénario M23 et 2 GW dans le scénario N2 de batteries Li-ion de 4h raccordées au réseau métropolitain, à partir d'une optimisation technico-économique du système électrique français. A titre de comparaison, l'étude ADEME indique des besoins plutôt plus faibles de batteries en 2050 (entre 250MW et 1GW) hormis dans le scénario le plus énergivore (29GW).
2. Les **stations de pompage turbinage (STEP)** utilisant le pompage et le turbinage d'eau dans des réservoirs aménagés spécialement ou de barrages déjà existants pour stocker de l'électricité, technologie dédiée aux stockages de moyen terme (entre quelques heures et quelques jours). D'autres types de stockage gravitaires existent, mais, étant donné leurs coûts et performances, seules les STEP créés à partir d'adaptation de barrages hydroélectriques existants sont présentés dans cette étude
 - En 2030, l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE prévoit 5 GW en turbinage de STEP (pas de nouvelles installations par rapport à 2022)
 - En 2050, l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE prévoit 8,5 GW en turbinage de STEP pour tous ses scénarios
3. Les **installations industrielles dédiées au power-to-hydrogen-to-power (P2H₂2P)** qui synthétisent de l'hydrogène à partir d'électrolyse, le stockent et le consomment pour reproduire de l'électricité, technologie dédiée aux stockages de long terme (entre quelques jours et quelques semaines). Le choix a été fait dans PEPS5 d'étudier le couplage de production, stockage et consommation d'hydrogène pour le réseau électrique dans une installation dédiée afin de pouvoir comparer la technologie avec les autres installations de stockage centralisées présentées ci-dessus. Dans ces installations, les électrolyseurs (qui dimensionnent la puissance à l'entrée du moyen de stockage) sont supposés totalement flexibles (pouvant s'allumer et s'arrêter d'heure en heure s'il y voit un intérêt économique)²³,

²³ Si ce mode de fonctionnement n'est pas testé aujourd'hui, il est supposé atteignable aux horizons considérés.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

au contraire d'électrolyseurs installées ces dernière années, qui préfèrent produire avec des taux de charge très élevés sans nécessairement chercher à apporter une valeur maximale pour la collectivité.

- En 2030, RTE ne prévoit pas de telle installation à l'échelle industrielle
- En 2050, RTE ne prévoit pas d'installation dédiée spécifiquement à la production, le stockage et la consommation d'hydrogène pour faire de l'électricité, car les problématiques de production, stockage et consommation d'hydrogène sont traitées de manière indépendante. Les capacités de production d'électricité à partir d'hydrogène sont prévues sur l'ensemble du territoire à 19,5 GW pour M1, 20,4 GW pour M23 et 4,5 GW pour N2.

Dans PEPS5, les caractéristiques technico-économiques ayant été utilisées pour la modélisation des différentes technologies testées sont les suivantes :

Tableau 4 - Paramètres techniques des technologies de stockage centralisée modélisées dans PEPS5

Technologie	Durée de vie		Efficacité de charge	Efficacité de décharge	Perte de l'énergie stockée	Dégradation du stockage maximal calendaire (vieillessement)	Dégradation du stockage maximal cyclique (usure)
	années		MWh stockés/MWh entrants	MWh sortants/MWh stockés	% stock/jour	% stock maximum/an	% stock maximum/cycle équivalent
	2030	2050	2030 & 2050	2030 & 2050	2030 & 2050	2030 & 2050	2030 & 2050
Batterie Li-ion	15 - 18	20	95%	95%	0,033%	0.5%	0,003%
Batterie REDOX Vanadium	25	27,5	Cycle d'efficacité totale de 80%		0%	Non utilisé dans PEPS5	
Station de pompage-turbinage	75		90% - 95%	88% - 90%	0,013%		
P2H ₂ 2P dédié	25		68% (PCI) (électrolyseur alcalin ²⁴)	55% (PCI) (57,5 % CCG hydrogène ²⁵ & 95 % stockage)	0%		

²⁴ Il existe une incertitude sur l'efficacité de l'électrolyse alcalin à horizon long (aujourd'hui ~64 % PCI d'après le CEA). Cette valeur de 68 % PCI correspond à une valeur prudente pour l'estimation CEA de ~69 % PCI en 2030 (pas de projection disponible du CEA en 2050).

²⁵ Cette technologie étant au niveau de l'expérimentation, il existe une forte incertitude sur son rendement et ses coûts. L'efficacité de 57,5 % PCI a été tirée des hypothèses de RTE p541 de

https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-02/BP50_Principaux%20re%CC%81sultats_fev2022_Chap11_analyse%20economique.pdf

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

Tableau 5 - Paramètres économiques des technologies de stockage centralisée modélisées dans PEPS5

	CAPEX ²⁶						Coûts fixes d'exploitation, maintenance comprise						Taux d'actualisation
	proportionnel à la puissance de décharge (1)		proportionnel à la puissance de charge		proportionnel à l'énergie stockable		proportionnels à la puissance de décharge		proportionnels à la puissance de charge		proportionnels à l'énergie stockable		
	k€/MW décharge		k€/MW charge		k€/MWhDeStock		k€/MW décharge/an		k€/MW charge/an		k€/MWhDeStock/an		
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030 & 2050
Batterie Li-ion	60 - 130	50 - 80	0 (Pris en compte dans le CAPEX de décharge)		185 - 250	150 - 202	4 - 5,1	3,5 - 4,5	0 (Pris en compte dans les coûts de fonctionnement de décharge)		1,4 - 2	1,2 - 1,7	7%
Batterie REDOX Vanadium	320 - 450	267 - 277			200 - 320	162 - 258	3,5 - 6,5	3,1 - 5,7			6,2 - 6,6	5,4 - 5,8	
Conversion en station de pompage-turbinage	600 - 1300				10 - 20		6 - 12				150		
P2H22P dédié (stockage hors sol)	643 - 1100				400	10,5 (k€/MWh H2 PCS)		13 – 22			20 - 35	13 - 21	
P2H22P dédié (stockage souterrain)			0,02 - 0,65 (k€/MWh H2 PCS)			0,00002 - 0,00004 (k€/MWh H2 PCS/an)							

Ces coûts représentent les coûts hors taxes d'un système complet jusqu'au point de raccordement au réseau comprenant le coût d'installation et le coût de démantèlement, mais sans le coût de raccordement ni le coût du foncier, à l'exception des coûts présentés pour la station de pompage turbinage, représentant des coûts de conversion d'une centrale hydroélectrique existante par ajout d'un système de pompage. Pour obtenir le coût total annuel d'une installation en €/MW/an (unité utilisée dans PEPS5, les analyses économiques faisant des bilans sur une année), les CAPEX sont annualisés à l'aide du taux d'actualisation et de la durée de vie, et sommés aux coûts fixes d'exploitation, maintenance comprise.

Dans le cas du P2H₂2P, les coûts et paramètres techniques correspondent à un électrolyseur alcalin pour la charge et une CCG H2 pour la décharge, en intégrant une perte liée au stockage H2 lui-même de 95%, prenant aussi en compte l'énergie nécessaire à la compression de l'hydrogène.

L'analyse menée pour ces technologies est double :

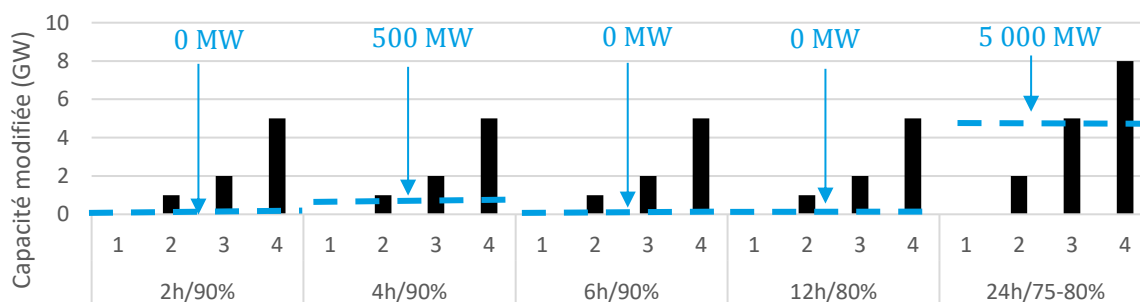
- Pour chacune d'entre elle ont été fait un calcul de valeur arbitrage + réserve (hors P2H₂2P) + capacitaire **marginal** : le mix de RTE a été simulé dans son intégralité, et une faible capacité de la technologie de stockage a été rajoutée. Cette capacité change à la marge les résultats de la modélisation, sans influencer sur les grandes valeurs des scénarios. En comparant les coûts totaux

²⁶ Les coûts totaux dérivés de ces CAPEX et OPEX additionnent le CAPEX en puissance de charge en €/MW multiplié par la puissance de charge en MW, le CAPEX de puissance de décharge en €/MW multiplié par la puissance de décharge et le CAPEX en énergie stockable en €/MWh multiplié par le stock en MWh.

du système électrique avec et sans cette faible capacité de technologie de stockage, on en déduit les valeurs d'arbitrage, de réserve et capacitaire.

- Pour les stockages court et moyen termes une analyse de la **profondeur** de la technologie a également été faite. En effet, la valeur marginale dépend très fortement du mix installé, et l'on peut s'interroger sur l'évolution de cette valeur suivant plusieurs degrés de pénétration de la technologie. Ainsi, le calcul de la valeur marginale arbitrage + réserve + capacitaire a été réalisé pour différentes capacités installées des technologies considérées, suivant la figure ci-dessous. En particulier, si les capacités testées pour les stockages de 2h, 6h et 12h sont strictement au-dessus des capacités installées dans les scénarios de RTE, les capacités testées pour les stockages de 4h et 24h regardent également les valeurs si l'on enlève des capacités par rapport aux scénarios de RTE.

Capacités de stockage centralisé pour les 20 variantes calculées pour les scenarios 2030



Capacités de stockage centralisé pour les 20 variantes calculées pour les scenarios 2050

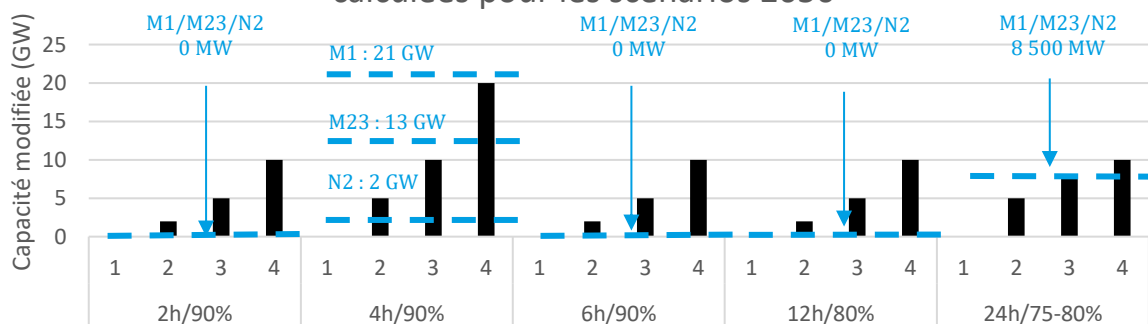


Figure 7 - Capacités de stockage centralisé court et moyen terme (données en temps de stockage/efficacité du cycle de stockage) testées pour avoir les valeurs suivant la pénétration de la technologie. Les capacités des scénarios « Futurs énergétiques 2050 » de RTE sont indiquées en bleu.

Enfin, il faut noter que ces valeurs ne sont liées qu'au couple durée/efficacité de la technologie. Ainsi, dans les calculs de PEPS5 une batterie Li-ion de 24h d'efficacité 90% aura la même valeur qu'un stockage CAES 24h d'efficacité 90% (hypothétique) car le service rendu au système électrique est le même. En revanche, les coûts mis en regard des différentes valeurs dépendent directement des technologies choisies pour représenter la solution de stockage. Un troisième paramètre peut aussi

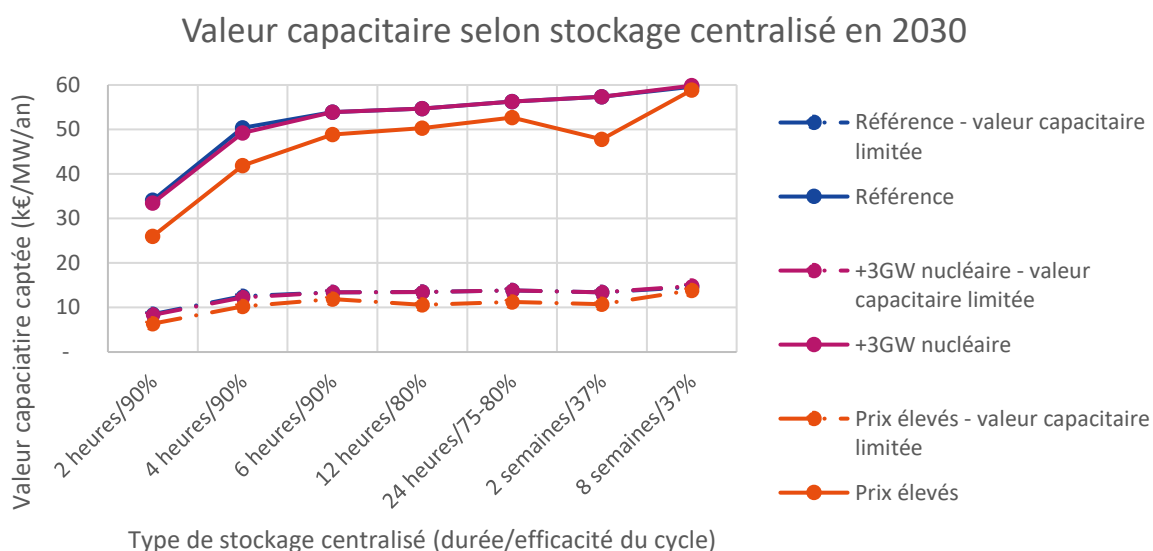
jouer sur la valorisation du stockage centralisé : la puissance de charge du stockage. Par défaut, dans PEPS5, quand celle-ci n'est pas mentionnée elle est égale à la puissance de décharge du stockage.

2.2.2 Une valeur capacitaire différente en 2030 et 2050 pour le stockage centralisé

Le besoin capacitaire représente le besoin du système électrique d'avoir assez de MW de production électrique installés et disponibles sur le parc électrique pour passer les pointes de consommation, quand bien même les « derniers MW » installés pour passer ces pointes (qui auraient des coûts de production très importants) ne sont activés que quelques heures dans l'année.

On parle de « valeur capacitaire » quand la solution de stockage permet de produire à des moments de pointe de consommation, ce qui permet d'éviter d'installer de nouvelles centrales au gaz (coût estimé à 60 k€/MW/an) dans le cas d'un parc nécessitant de nouvelles capacités (comme en 2050, ou possiblement en 2030 sous certaines conditions) ou d'arrêter de maintenir des centrales existantes (coût estimé à 15 k€/MW/an) dans le cas d'un parc ne nécessitant pas l'installation de nouvelles capacités (ce qui peut être le cas en 2030 - on parle alors de « valeur capacitaire limitée »). Dans PEPS5, ces coûts ont été divisés en 400 heures dans l'année, garantissant un premium obtenu si la solution de stockage arrive à produire dans les heures concernées). Cela permet d'évaluer la valeur capacitaire d'un stockage d'énergie, qui ne peut fournir une production en période de stress électrique que dans la limite de sa capacité de stockage.

Dans la figure ci-dessous sont représentées les valeurs uniquement capacitaires de plusieurs technologies de stockage (2 à 6 heures soit par exemple des batteries Li-ion, 12 et 24 heures soit par exemple des STEP et 2 semaines et 8 semaines soit par exemple du P2H₂P dédié) en 2030 et 2050.



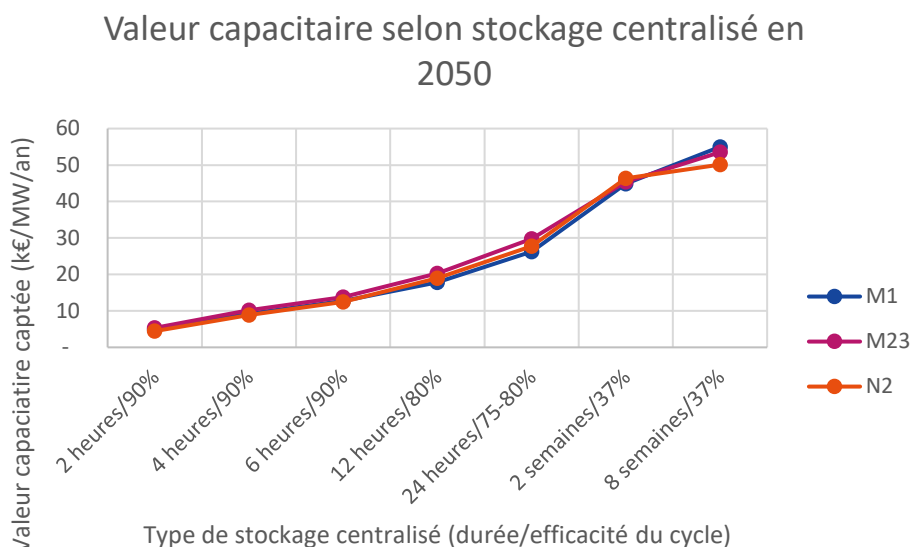


Figure 8 - Valeur capacitaire pour différents types de stockage centralisé. Les vitesses de charge des stockages ont été considérées égales aux vitesses de décharge.

Les valeurs capacitaires progressent de la même façon (la valeur capacitaire augmente avec la durée du stockage : plus le stockage est grand, plus il est en mesure de répondre à des moments critiques sur des heures consécutives, avec une convergence vers la valeur maximale capacitaire de 60 k€/MW/an) pour tous les scénarios en 2030 et en 2050. Elles sont même quasiment confondues pour les scénarios de référence et +3 GW nucléaire en 2030 (les légères différences étant dues à la production d'électricité nucléaire supplémentaire impactant l'utilisation du stockage pour permettre plus d'exports) et les trois scénarios de 2050. En 2030, le scénario Prix élevés présente une valeur capacitaire moindre car les coûts de l'électricité étant plus élevés, ils rognent la marge liée aux premiums capacitaires, d'autant plus pour le stockage 2 semaines/37% qui présente une valeur moins élevée que le stockage 24h/75-80% à cause de l'efficacité réduite, ce qui affecte particulièrement la marge liée aux premiums capacitaires.

Les valeurs capacitaires sont inférieures en 2050 par rapport à 2030 en particulier pour les plus petits stockages. Cela est dû au fait que les périodes de pointes de consommation modélisées sont beaucoup plus regroupées en 2050 qu'en 2030. Autrement dit, en 2030 les pointes de consommation sont bien distribuées dans le temps, et un stockage court terme peut répondre à la plupart d'entre elles, en revanche en 2050 ces pointes sont consécutives, ne permettant pas à un stockage court-terme de fournir le service attendu. Ainsi, sur le plan capacitaire les mix électriques modélisés en 2050 dans PEPS5 ont plus besoin de stockages long termes, permettant de passer de longues plages de tension sur la demande électrique.

Ces analyses sur les valeurs capacitaires s'étendent au-delà du seul stockage électrique centralisé. Dans toute l'étude PEPS5, les valeurs capacitaires sont moins bien captées en 2050 qu'en 2030 pour les stockages court-termes.

2.2.3 Une valeur de fourniture de réserve n'est pas suffisante seule pour créer un business model pérenne pour le stockage

En 2022, la plupart des batteries stationnaires en France sont dédiées à la réserve. Dans PEPS5, les batteries sont mises en 2030 et en 2050 en concurrence pour la fourniture de réserve (FCR et aFRR) en France (les échanges de réserves entre pays européens n'ont pas été modélisés) avec les autres potentiels fournisseurs de réserve : STEP, nucléaire et conventionnel thermique en particulier, puis véhicules électriques. L'allocation des capacités de ces technologies à la FCR et l'aFRR a été explicitement modélisée dans PEPS5 en parallèle de la fourniture d'électricité de la façon suivante.

Tableau 6 - Modélisation de la réserve dans PEPS5

Type de réserve modélisée	Modélisation PEPS5	Besoin en 2030	Besoin en 2050
Primaire (FCR) + Secondaire (aFRR)	Modélisation d'un besoin capacitaire commun Activation non modélisée	1,1 GW à la hausse et à la baisse pour les 3 scénarios	M1 : 2,6 GW M23 : 2,4 GW N2 : 1,9 GW à la hausse et à la baisse

Les résultats des analyses montrent que dans ce contexte de compétition très marquée, la valeur marginale d'une batterie supplémentaire dédiée à la fourniture de réserve est faible comparée aux coûts des batteries Li-ion, attendus à 37 k€/MW/an en 2030 et 27 k€/MW/an en 2050 en moyenne pour une batterie d'une heure de durée de décharge. Ainsi, la forte concurrence sur ce service pour le système en 2030 et 2050 contraint les stockages centralisés à fournir d'autres services pour garantir leur pertinence économique pour la collectivité. Par rapport au scénario de référence en 2030, on note que le revenu de la réserve est très supérieur pour le scénario « Prix élevés » étant donné la compétition pour les moyens de production flexibles qui ont plus d'intérêt à faire de l'arbitrage et moins de la réserve, et légèrement supérieure pour le scénario +3GW nucléaire étant donné que les flexibilités (et surtout les STEP) se positionnent moins sur la réserve pour exporter plus d'énergie décarbonée liée au nucléaire.

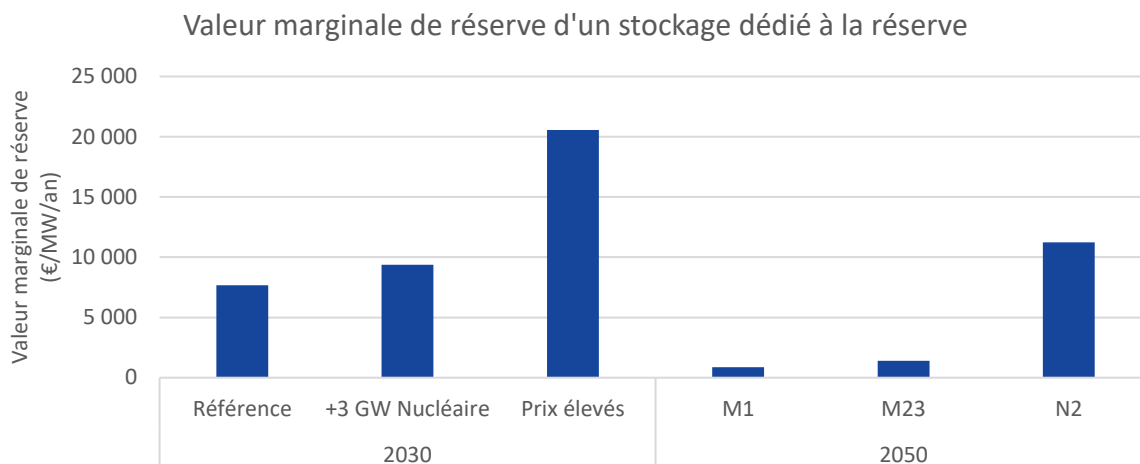
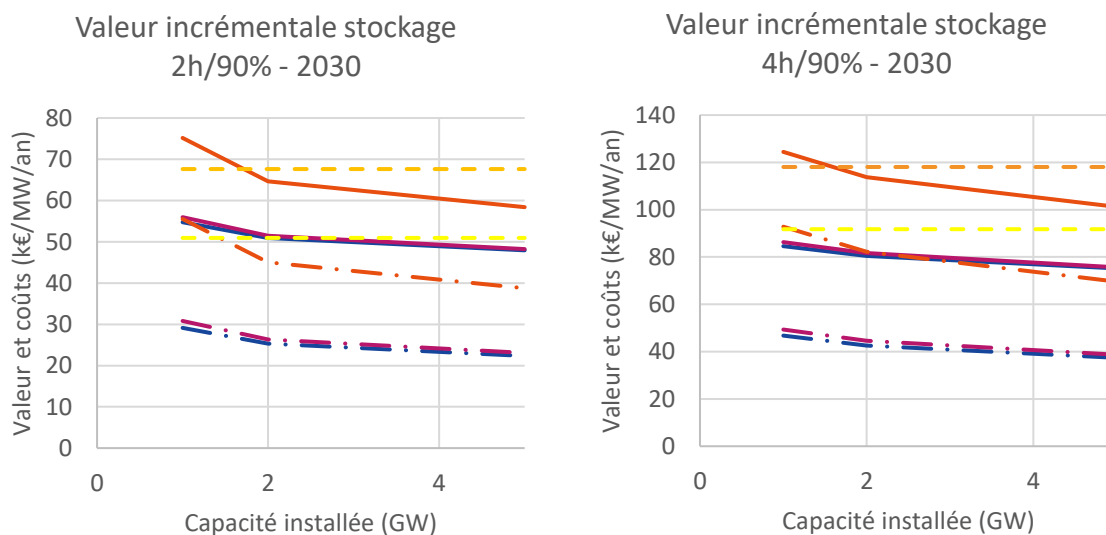


Figure 9 - Valeur marginale moyenne d'un stockage dédié à la réserve fournissant un MW de batterie à la hausse et à la baisse

2.2.4 Une pertinence économique variable selon les scénarios et les valeurs considérées

Pertinence économique du stockage centralisé en 2030

Les valeurs incrémentales additionnant les valeurs d'arbitrage, capacitaire et de réserve pour les stockage court et moyen terme sont présentées ci-dessous pour 2030.



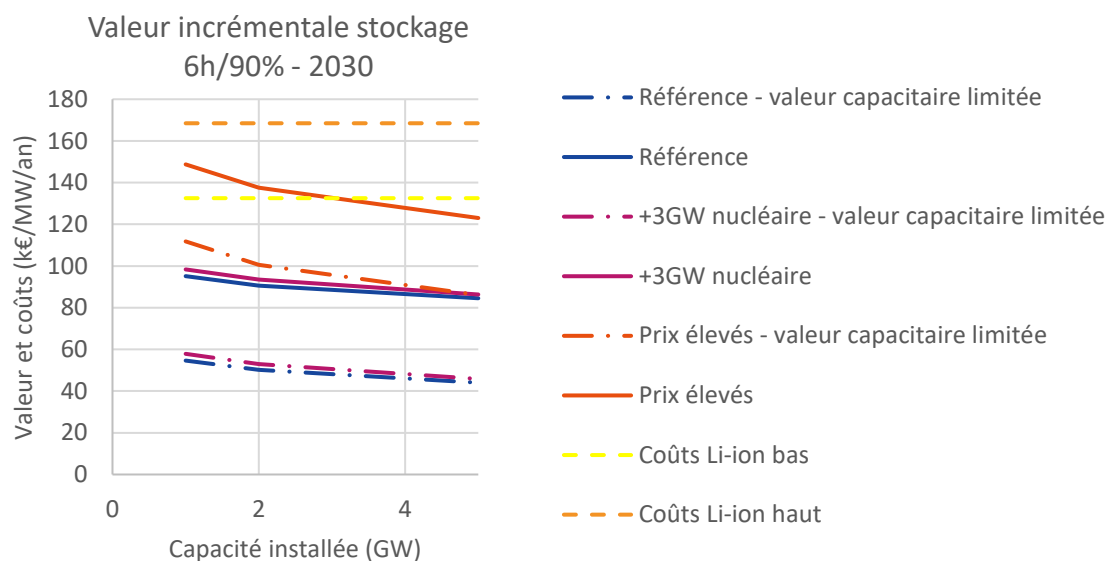


Figure 10 - Valeurs incrémentales du stockage centralisé court-terme (2, 4 et 6 heures, efficacité 90%) et comparaison des coûts avec les batteries Li-ion en 2030

Pour les stockages court terme en 2030, la valeur (incrémentale) d'arbitrage + capacité + réserve ne dépasse la moyenne des coûts des batteries Li-ion que dans le scénario aux coûts de l'énergie élevés, pour le premier GW installé, si la valeur capacitaire n'est pas limitée.

A puissance équivalente installée, les batteries centralisées Li-ion 2h apportent légèrement plus de valeur comparativement à leurs coûts que les batteries centralisées Li-ion 4h. A capacité équivalente de stockage installée en revanche (par exemple : 2 GW de batterie 2h, représentant 4 GWh de stockage, comparé à 1 GW de batterie 4h, représentant également 4 GWh de stockage), les batteries 4h semblent plus intéressantes dans le scénario à prix élevé, ce qui est lié à des prix hauts et bas stables sur des périodes de plus de 2h, ce qui permet à la batterie de se charger/décharger sur des plages horaires plus vastes. Les batteries Li-ion 6h sont systématiquement moins intéressantes comparativement à leur coût que les batteries Li-ion de 2h ou 4h, en puissance ou en capacité de stockage équivalente.

Pour tous les scénarios, la valeur incrémentale diminue avec la pénétration des capacités. Ceci s'explique par le fait que, à mix électrique fixé, plus de moyens de flexibilité sont installés, moins les nouveaux moyens ont de la valeur (effet de cannibalisation). On retrouvera ce résultat dans toutes les analyses incrémentales (où plusieurs niveaux de capacités sont évalués), aussi il n'est pas répété dans le reste de l'étude.

La figure ci-dessous présente les valeurs incrémentales arbitrage + capacitaire + réserve pour le stockage moyen terme, comparée aux coûts d'adaptation des nouveaux STEP.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

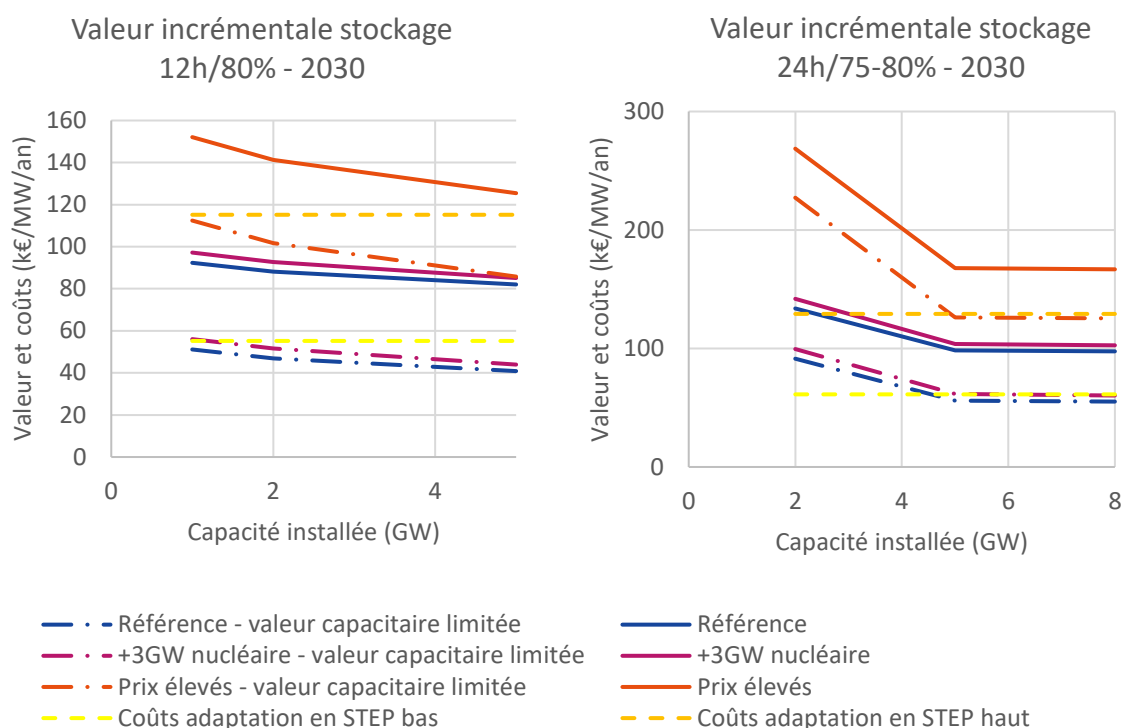


Figure 11 - Valeurs incrémentales du stockage centralisé moyen-terme (12 et 24 heures, efficacité 75 à 80%) et comparaison avec les coûts des STEP en 2030

Les STEP sont perçus comme intéressants comparativement à leur coût (qui présente une forte incertitude, ici sont considérés des coûts de conversion d'une centrale hydraulique en STEP), à condition d'avoir un besoin capacitaire élevé (sauf dans le scénario à prix élevés, auquel cas les STEP présentent un intérêt même sans besoin capacitaire élevé). En revanche, leur gisement est limité²⁷ à 8,5 GW en France.

Pour ces durées de stockage, le scénario +3 GW nucléaire valorise plus les technologies de manière non négligeable (entre +5% et +10% environ), résultat apparaissant aussi pour les stockages court terme mais moins flagrant. Ce résultat peut sembler contre intuitif, puisqu'un mix plus nucléarisé a à priori moins besoin de flexibilités. Toutefois il apparaît dans les simulations de PEPS5 que la production d'électricité nucléaire supplémentaire du scénario +3 GW nucléaire permet aussi de stocker plus d'énergie décarbonée, ce qui a un effet positif sur la valeur d'arbitrage, en particulier pour décarboner les pays voisins au bon moment. A l'horizon 2030 et dans les limites des scénarios modélisés, développer le stockage et le nucléaire n'est ainsi pas incompatible.

Sur ces plages de durée de stockage, afin de pallier au gisement limité des STEP, d'autres technologies sont possibles comme les batteries REDOX Vanadium (d'efficacité en cycle estimée à 80%), mais les coûts associés à ces dernières sont beaucoup plus importants que les valeurs arbitrage + capacité + réserve calculées dans PEPS5 (entre 300 et 430 k€/MW/an en 2030). De même le P2H₂P dédié a à la

²⁷ Dans l'étude de RTE, un potentiel total de l'ordre de 3 GW de STEP supplémentaires entre 2020 et 2050 est considéré et intégré aux scénarios. L'étude ADEME également.

fois des coûts importants entre 300 et 380 k€/MW/an (avec un stockage hors sol 24h et un électrolyseur de 2,7 MW lui permettant de se charger à la même vitesse que sa décharge) pour une valeur marginale plus faible entre 40 et 120 k€/MW/an liée à sa faible efficacité globale de 37%.

La figure ci-dessous présente les valeurs marginales arbitrage + capacitaire pour le stockage long terme (2 et 8 semaines) avec une efficacité de 37%, correspondant à l'efficacité d'une installation P2H₂2P dédiée. Ces valeurs sont comparées aux coûts de telles installations (avec électrolyseur alcalin et stockage hydrogène salin) pour plusieurs puissances d'électrolyseur données (en MW électrique = MWel), pouvant être vue comme la puissance d'entrée du stockage centralisé et dimensionnant la vitesse de charge du stockage.

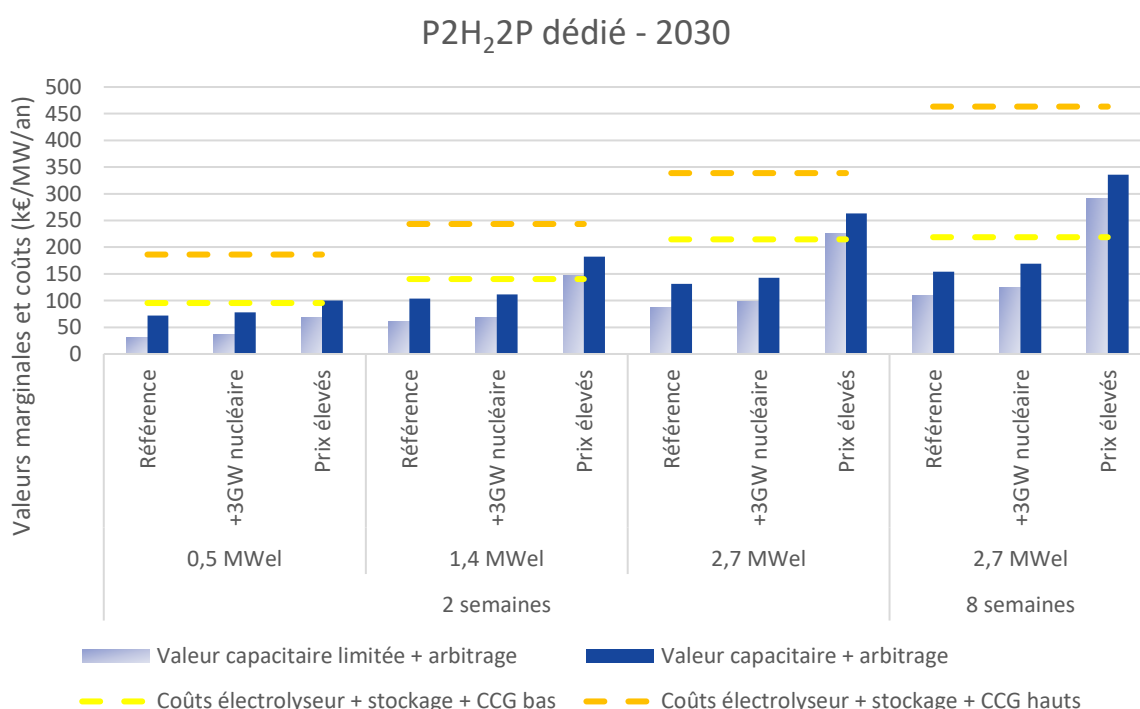


Figure 12 - Valeur marginale arbitrage + capacitaire du stockage long terme (puissance d'électrolyseur entre 0.5 et 2,7 MWel, 2 à 8 semaines, efficacité 37%) et comparaison avec les coûts des installations P2H₂2P dédiées en 2030

En ce qui concerne les installations P2H₂2P dédiées, en 2030 la rentabilité d'une installation dédiée additionnelle est possible (suivant les coûts qui présentent une forte incertitude, en particulier au niveau du stockage salin hydrogène) à la marge du scénario prix élevé. Dans ce cas-là, la taille de l'électrolyseur augmente le ratio valeur marginale/coût, au moins jusqu'à un électrolyseur de puissance 2,7 MWel permettant de charger une installation dédiée P2H₂2P de 1 MWel en puissance de décharge aussi vite qu'elle se décharge. A taille d'électrolyseur égal, le stockage salin de 8 semaines semble plus intéressant que le stockage salin de 2 semaines, même si les incertitudes sur les coûts de stockage hydrogène ne permettent pas de trancher de manière systématique entre les deux durées.

Pertinence économique du stockage centralisé en 2050

Les valeurs incrémentales d'arbitrage, capacitaire et de réserve pour les stockages court et moyen terme sont présentées ci-dessous pour 2050.

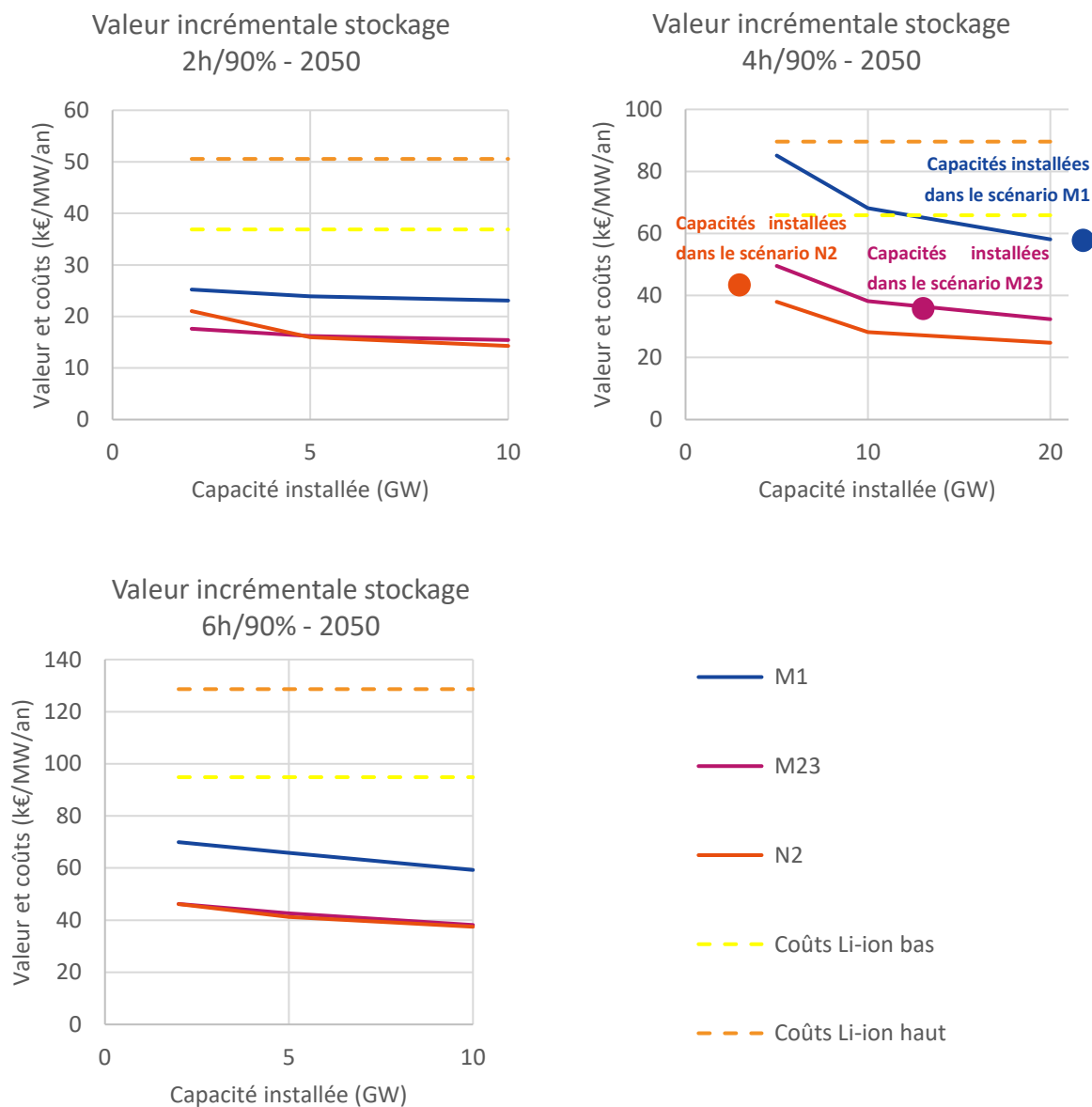


Figure 13 - Valeurs incrémentales du stockage centralisé court-terme (2, 4 et 6 heures) et comparaison des coûts avec les batteries Li-ion en 2050

Il ressort de ces calculs qu'à la marge de scénarios étudiés (présentant déjà de fortes capacités de batteries Li-ion 4 heures : 21 GW dans le scénario M1, 13 GW dans le scénario M23 et 2 GW dans le scénario N2), des capacités additionnelles de stockage court terme ne sont pas nécessaires économiquement, en cohérence avec le fait que RTE a obtenu ces capacités par optimisation du mix électrique. Le scénario M1 est le scénario où les valeurs des stockages court terme sont les plus grandes (résultat qu'on retrouvera pour d'autres configurations de stockage), et M23 et N2 présentent des valorisations équivalentes.

Les résultats diffèrent ici de ceux de RTE dans le sens où l'usage de l'exact modèle et coûts de RTE devrait donner un intérêt économique aux batteries 4 heures à hauteur des capacités de chaque scénario, ce qui n'est pas le cas ici (par exemple, pour 13 GW de batteries 4 heures dans le scénario M23 la valorisation est bien inférieure aux coûts, alors qu'elle devrait être égale avec les hypothèses de RTE).

Cet écart s'explique par des différences d'hypothèses et de modélisation du système électrique entre les deux travaux de modélisation d'Artelys et de RTE pour 2050, en particulier en ce qui concerne le coût des combustibles (biomasse, biogaz, hydrogène importée ou produite par SMR), les coûts des technologies, le mix européen, et la structure du modèle. L'ensemble de ces paramètres rendent les stockages (en particulier les stockages courts) moins attractifs dans PEPS5 que dans les travaux de RTE. **Néanmoins on rappelle que l'objectif de l'étude pour 2050 n'est pas de donner des valeurs absolues mais de donner des éléments de comparaison entre technologies et configurations de stockage en fonction des scénarios considérés.**

La figure ci-dessous présente les valeurs incrémentales d'arbitrage + capacitaire + réserve pour le stockage moyen terme (12 et 24 heures, avec une efficacité entre 75% et 80%), comparée aux coûts d'adaptation des nouveaux STEP.

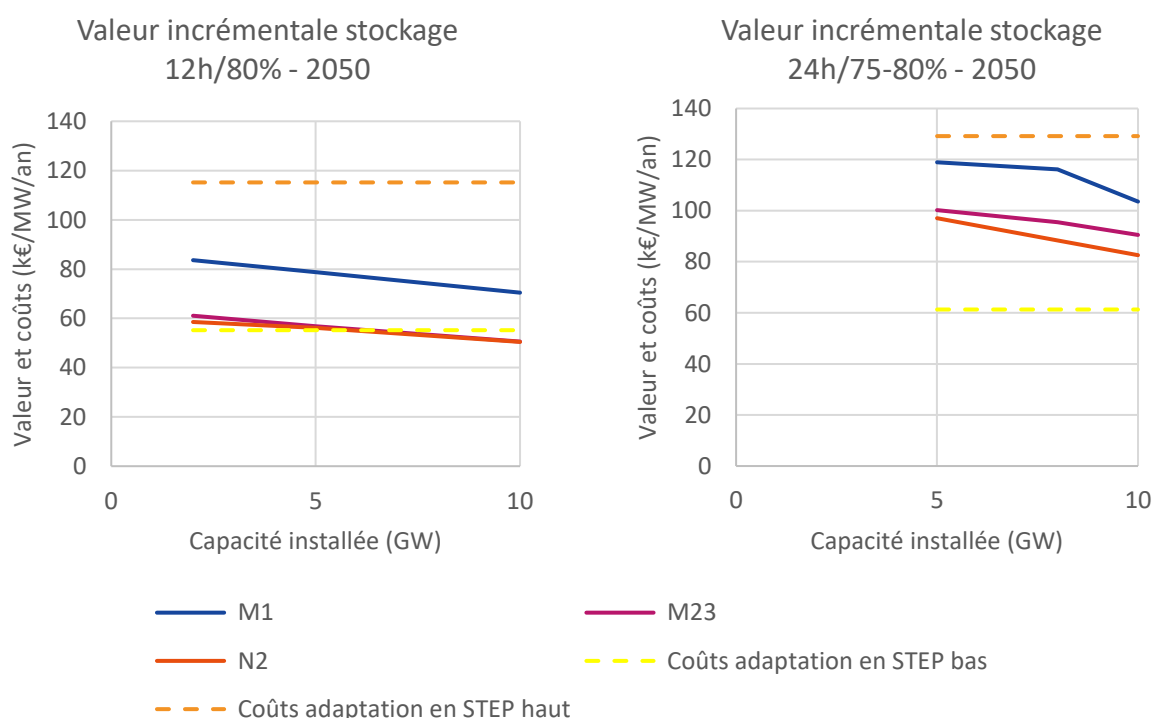


Figure 14 - Valeurs incrémentales du stockage centralisé moyen-terme (12 et 24 heures) et comparaison des coûts avec les STEP en 2050

En ce qui concerne les stockages moyen terme (12 et 24 heures), pour une durée de stockage de 12h l'intérêt est présent plutôt dans le scénario M1, mais pour une durée de stockage de 24h l'intérêt ressort (dans la limite de l'incertitude des coûts) pour tous les scénarios jusqu'à 10 GW, et toujours en particulier dans le scénario M1.

Comme en 2030, en solutions technologiques alternatives, les batteries REDOX Vanadium restent trop onéreuses en 2050 à l'échelle du stockage centralisé pour des coûts entre 240 et 340 k€/MW/an pour des batteries 12h), et de même le P2H₂2P dédié a à la fois des coûts importants entre 200 et 350 k€/MW/an (avec un stockage hors sol 24h et un électrolyseur de 2,7 MW) pour une valeur plus faible entre 30 et 70 k€/MW/an liée à sa faible efficacité globale de 37%.

La figure ci-dessous présente les valeurs marginales d'arbitrage + capacitaire pour le stockage long terme en 2050 par comparaison avec des installations P2H₂2P.

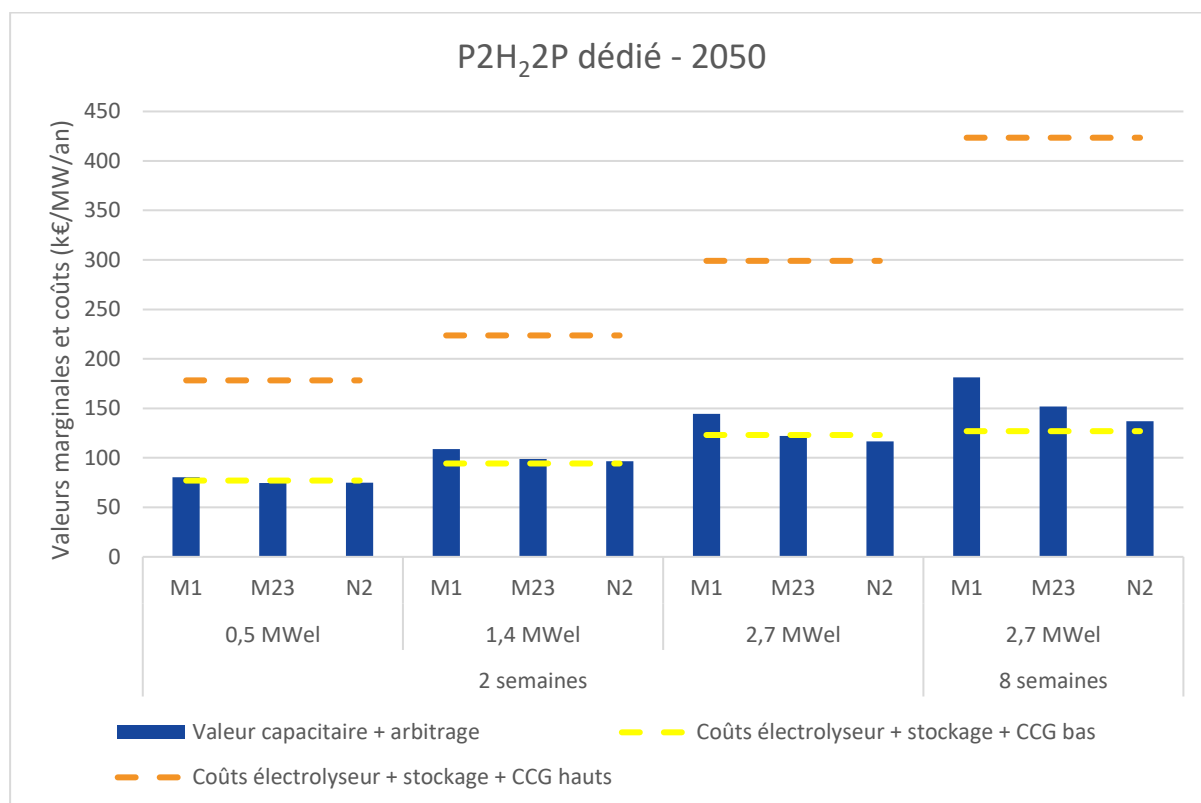


Figure 15 - Valeur marginale arbitrage + capacitaire P2H₂2P dédié en 2050

En ce qui concerne les installations P2H₂2P dédiées, en 2050 leur valorisation est proche de la borne basse des coûts d'installation à la marge des trois scénarios. Si le scénario M1 reste le scénario où la valorisation du stockage est la plus élevée, la différence de valorisation est cette fois-ci faible, illustrant le fait que la pertinence du stockage long terme est proche à horizon 2050 entre des mixes fortement solaire (M1), fortement éolien (M23) ou moyennement nucléaire (N2). Dans ce cas-là, la taille de l'électrolyseur augmente très légèrement le ratio valeur/coût.

2.2.5 L'électrolyse en mono-service P2H₂2P n'est pas suffisamment intéressante pour la collectivité : une

utilisation en multi-service s'avère indispensable pour voir un développement économique du P2H₂P en 2050.

Dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE, l'hydrogène est en 2050 un moyen nécessaire pour l'électrification indirecte de la consommation énergétique française, mais aussi pour l'équilibrage du système électrique via un stockage saisonnier comme illustré par les figures ci-dessous, la première montrant l'importance de l'hydrogène comme moyen d'équilibrage du système électrique selon le mixte électrique modélisé, tandis que la deuxième illustre le caractère de stockage saisonnier du power-to-hydrogène-to-power :

Figure 9.9 Volume total d'hydrogène utilisé en France dans les différents scénarios à l'horizon 2050
(configuration de référence : développement d'une boucle *power-to-hydrogen-to-power* en France avec possibilités de stockage de l'hydrogène)

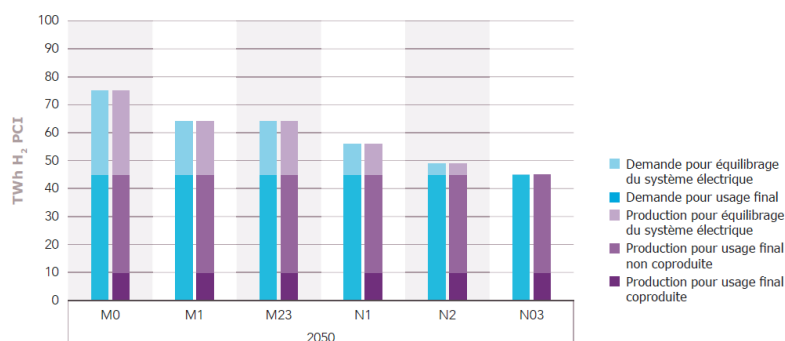


Figure 9.17 Profil annuel moyen de production et de demande d'hydrogène dans le scénario M23 à l'horizon 2050

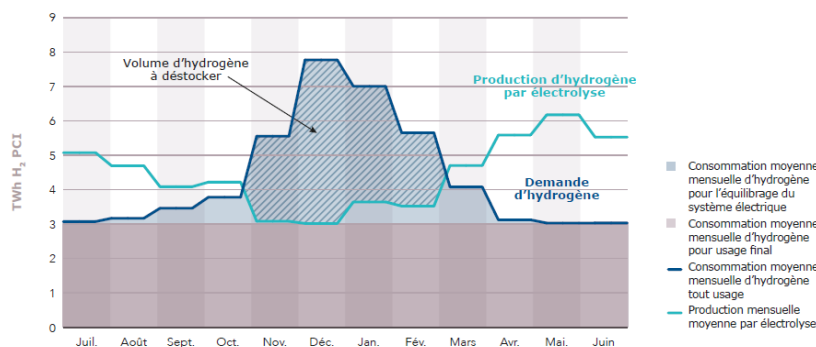


Figure 16 - Figures tirée du chapitre 9 Hydrogène de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE²⁸.

En particulier, RTE considère dans son étude que la production, le stockage et la consommation d'hydrogène sont 3 volets distincts du mix énergétique français en 2050, et ne présuppose pas de couplage systématique de ces trois activités pour équilibrer le système électrique²⁹.

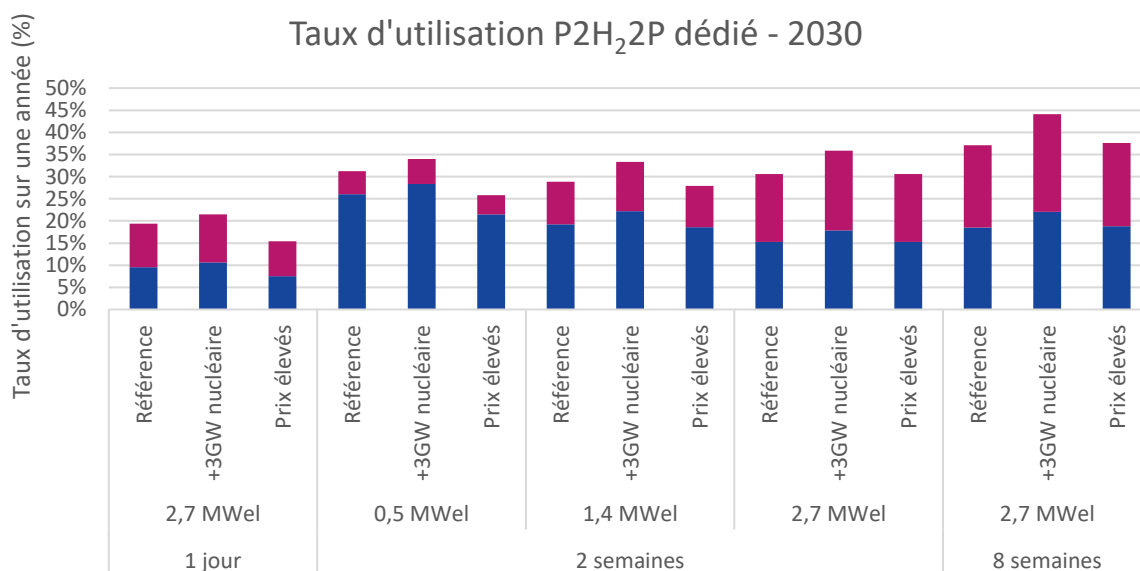
²⁸ https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-02/BP50_Principaux%20re%CC%81sultats_fev2022_Chap9_hydrogene_0.pdf

²⁹ A titre de comparaison, les scénarios Transition(s) de l'ADEME n'envisagent pas une utilisation d'hydrogène pour la production électrique, mais un rebouclage vers du méthane de synthèse utilisé dans des CCGT gaz existantes, avec d'autres sources de gaz décarboné.

Dans PEPS5, l'étude économique menée dans la partie précédente révèle qu'en 2030 comme en 2050, à la marge des scénarios étudiés, les installations P2H₂P dédiées ne sont pas rentabilisées. De plus, la faisabilité technique d'une telle installation en 2030 n'est pas certaine, étant donné que les stockages d'hydrogène en cavité saline sont encore au stade d'expérimentation³⁰, et que les turbines à combustion d'hydrogène ne sont pas aussi matures que leurs homologues au méthane.

Au vu du besoin de l'hydrogène comme stockage long terme en 2050 et de la valorisation relativement faible par une installation dédiée, l'électrolyse et le stockage d'hydrogène devront être mutualisés pour répondre à d'autres consommations finales d'hydrogène, permettant d'optimiser l'ensemble des équipements de l'installation et de dégager un maximum de valeur pour la collectivité et les porteurs de projet. Il est nécessaire de préciser que ce couplage à d'autres usages et notamment industrie reposera toutefois sur des conditions géographiques et d'infrastructures³¹.

La figure ci-dessous représente l'usage cumulé des équipements de production d'hydrogène (électrolyseur) et d'électricité (CCG Hydrogène) sur une année dans les différents scénarios modélisés.



³⁰ En France, le projet HyPSTER vise à créer une cavité saline pouvant accueillir jusqu'à 3 tonnes d'H₂ (100 MWh PCI) durant la phase expérimentale se terminant en 2023.

³¹ En effet, les sites de stockages en cavités sont limités à certaines zones géographiques disposant d'une géologie particulière. Leur taille en général importante peut motiver la mutualisation des usages finaux, même si elle pourrait nécessiter l'installation de pipelines reliant ces capacités de stockage et les sites de consommation. Ces conditions semblent par exemple favorables dans la région PACA, mais le sont moins dans les Hauts-de-France ou en Bretagne

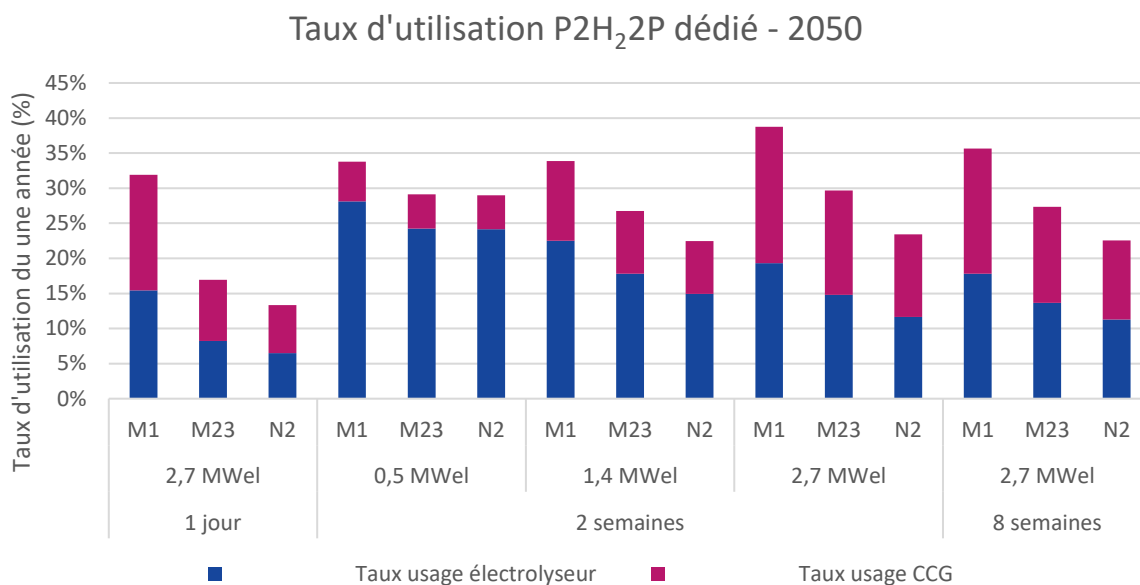


Figure 17 - Taux d'utilisation des équipements d'une installation P2H₂2P suivant les scénarios étudiés.

En 2030, les taux d'utilisation sont particulièrement élevés dans les scénarios +3 GW nucléaires qui présentent les prix de l'électricité les moins chers, tandis qu'ils sont plus élevés dans les scénarios M1 en 2050, significativement pour un stockage d'un jour, de manière moins différenciée pour des stockages plus long. Le temps d'utilisation de l'installation complète n'est pas corrélé au temps de stockage ou à la puissance de charge : dans le second cas une charge lente augmentant le temps de charge, mais limitant l'utilisation de l'installation en décharge. Le temps d'utilisation de stockage peut être considéré comme la somme du temps d'électrolyseur (charge du stockage) et du temps de la CCG (décharge du stockage). De fait, on peut également considérer que l'électrolyseur n'est pas activable pendant que la CCG est activée, car une activation de l'électrolyseur à cet instant reviendrait à créer une boucle de consommation/production d'électricité avec des pertes, ce qui est une aberration économique si rien de technique ne l'exige.

Ainsi, suivant le scénario et la configuration de l'installation P2H₂2P, ces deux équipements sont disponibles entre 55% et 85% du temps, ce qui laisse de la place à d'autres usages (la CCG est déjà optimisée dans le calcul de la valorisation économique de la partie précédente et n'ayant pas de raison de fonctionner plus que prévu) :

- Usage de l'électrolyseur pour produire de l'hydrogène non dédié à l'équilibrage du système électrique. Cela implique de s'accorder sur un prix de l'hydrogène suffisamment élevé pour qu'il puisse compenser l'achat d'électricité nécessaire au fonctionnement de l'électrolyse, mais pas trop élevé pour que l'électrolyseur continue de produire de l'hydrogène à destination du stockage d'électricité. Des volumes de ventes maximaux d'hydrogène peuvent aussi être fixés pour éviter une déviation de l'objectif initial.

- Usage du stockage d'hydrogène pour stocker d'autres productions/assurer un transit entre deux destinations d'hydrogène (typiquement sur un site hautement industriel comme un port).

2.2.6 L'autodécharge des batteries a une influence négligeable sur leur valorisation

Dans PEPS5, le taux d'autodécharge des batteries pris comme référence dans les simulations (issus des tests réalisés par le CEA) est d'environ 1% du stock maximal par mois (pour une batterie de 1 MWh, on considère que 10 kWh d'électricité sont perdus par mois par autodécharge).

Afin d'évaluer l'impact de ce paramètre incertain sur la valorisation des stockages centralisés, une analyse a été menée pour certaines des simulations menées ci-dessus, dans le cas où cette autodécharge serait plutôt de 10%/mois, il ressort que:

- En 2030,
 - la valeur pour la collectivité de 1 GW additionnel de stockage 4h/90% varie de 0,2%
 - la valeur pour la collectivité de 2 GW additionnel de stockage 6h/90% varie de 0,4%
- En 2050,
 - la valeur pour la collectivité de 20 GW additionnel de stockage 4h/90% varie de 0,1%
 - la valeur pour la collectivité de 2 GW additionnel de stockage 6h/90% varie de 0,1%

En conclusion, l'impact de ce taux d'autodécharge est négligeable dans la valorisation des batteries court-terme qui cyclent fréquemment. On note toutefois que l'impact de l'autodécharge est légèrement plus élevé pour les stockages plus longs.

2.2.7 Une pertinence en termes d'émissions de CO2 (en comptabilité marginale) pour les batteries Li-ion en 2030

*L'analyse CO2 présentée ici correspond à un calcul des émissions de CO2 évitées par l'ajout d'un stockage ou d'une flexibilité à une situation de référence réalisé avec une méthodologie **marginale** ou **incrémentale**. Etant donné le mix très décarboné de la France, ces méthodologies sont vues par certains acteurs du domaine comme une borne haute des émissions évitées.*

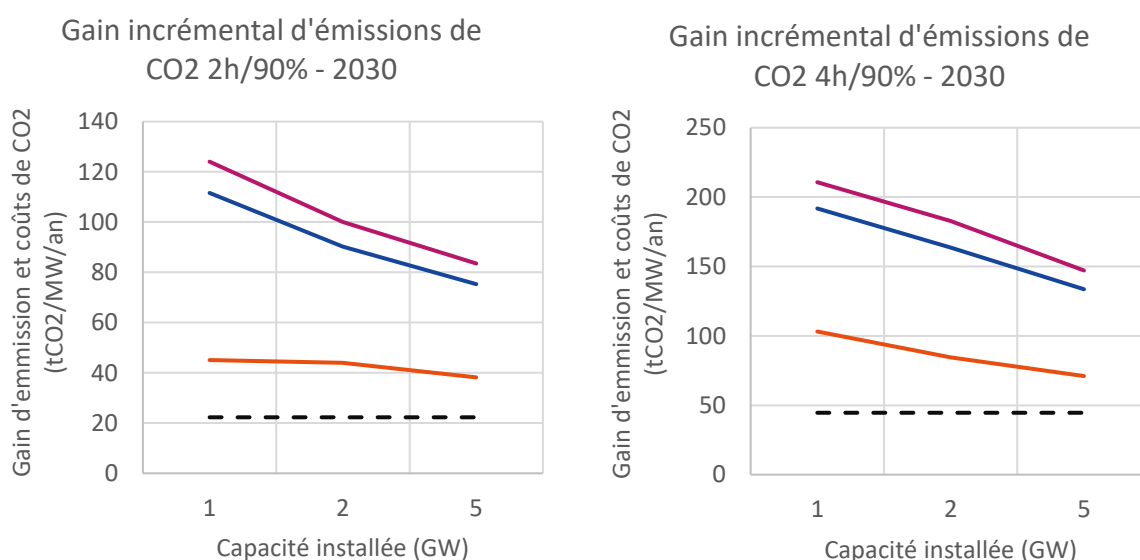
Il convient également de noter que ces résultats ne sont pas valables pour des grandes capacités, varieraient avec d'autres parcs de production, pourraient dans la réalité se heurter à des obstacles pratiques (par ex. : vision imparfaite des acteurs) et ne sont pas additifs. Nous invitons le lecteur à se référer à la section 1.4.4 pour plus de précisions.

Le stockage peut être vu comme une solution de flexibilité qui permet d'éviter au maximum les appels en puissance de centrales les plus chères, en valorisant mieux l'énergie peu chère disponible.

En 2030 ces centrales les plus chères tournent au gaz ou au charbon, tandis que l'énergie peu chère est constituée de nucléaire ou renouvelable (solaire ou éolien), donc de moyens de productions décarbonée. L'utilisation du stockage en 2030 contribue donc à réduire le CO2 émis par le système

électrique européen. En particulier, quand bien même le mix électrique français en 2030 est très nucléarisé, le stockage centralisé installé en France permet de décarboner la production électrique des pays voisins.

Les émissions incrémentales évitées grâce aux installations de stockage centralisées en 2030 sont présentées dans les figures suivantes pour les stockages court et moyen terme (2, 4, 6, 12 et 24 heures). Sont également représentés les volumes de CO₂ émis à cause de la construction des batteries Li-ion³² dans le cas des technologies de stockage court terme (2, 4 et 6 heures). Faute de données précises, les émissions CO₂ liées à la construction des autres technologies n'ont pas été représentées dans les figures ci-dessus, et les émissions évitées pour les stockages centralisés moyens termes (typiquement STEP) ont été ajoutées à titre illustratif.



³² La valeur utilisée ici est de 184 kgCO₂eq/kWh construit pour 2030 (ramené en tCO₂/MW/an à partir du dimensionnement de la solution de stockage et de sa durée de vie), avec l'hypothèse d'une batterie fabriquée en Corée, en cohérence avec les hypothèses de RTE, voir Excel FE2050_Annexes_chapitre 12-2.ods de https://assets.rte-france.com/prod/2022-06/Futurs%20%C3%A9nerg%C3%A9tiques%202050%20-%20Annexes_0.zip.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

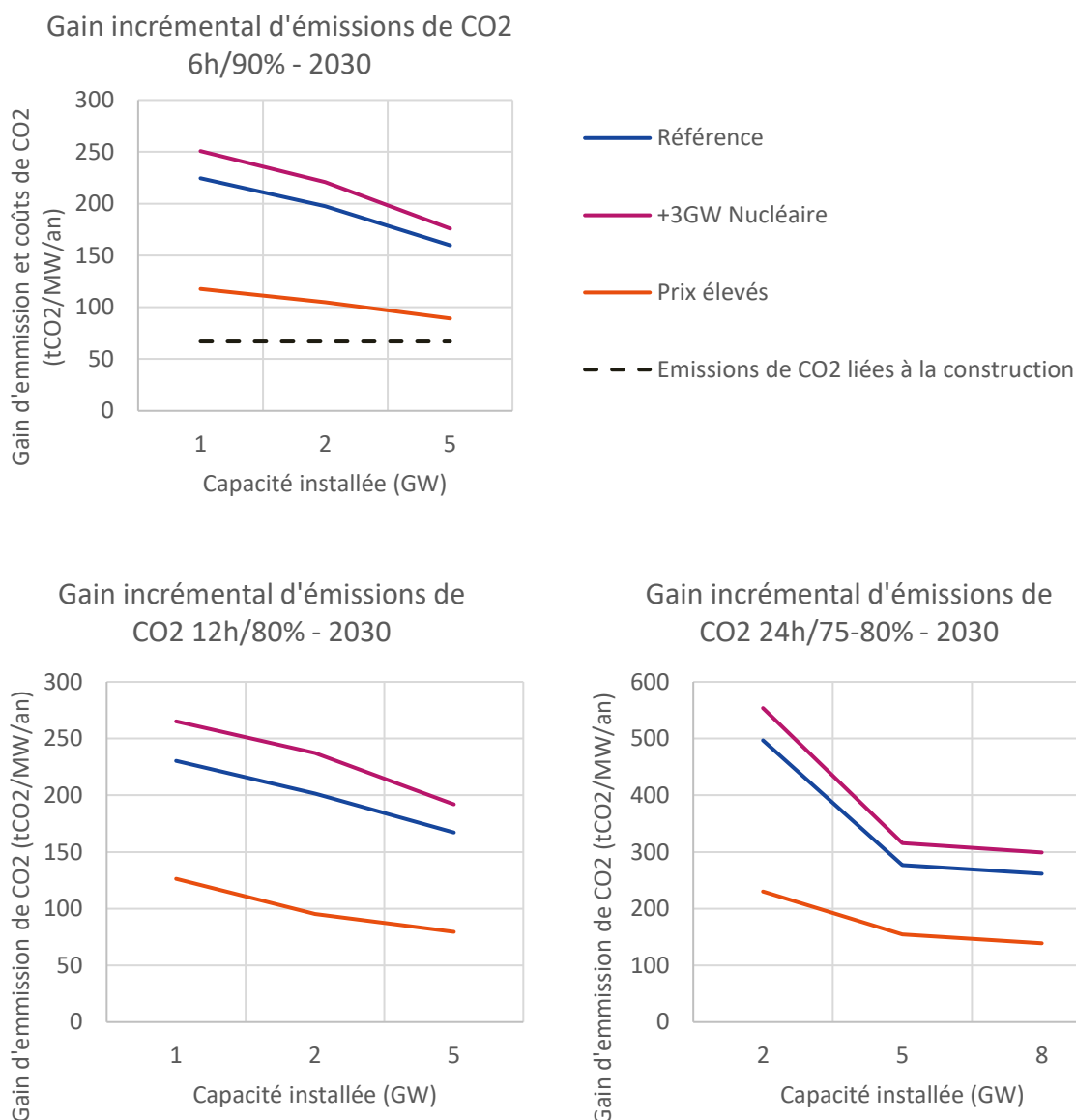


Figure 18 – Gains incrémentaux d'émissions de CO2, liée à l'installation de stockage centralisé à la marge des scénarios étudiés, avec comparaison des coûts CO2 pour les batteries Li-ion pour les stockages courts termes (2, 4 et 6 heures)

Ainsi les batteries Li-ion centralisées de court terme (2, 4 et 6 heures) pourraient permettre d'éviter plus d'émissions que ce qu'elles émettent lors de leur construction quelles que soient les capacités installées testées, même si comme pour la valeur économique les gains de CO2 par batterie diminuent avec le nombre de batteries installées. De plus, les émissions de CO2 ne sont qu'un aspect de bénéfices et des coûts environnementaux des batteries Li-ion, non étudiés de manière exhaustive dans PEPS5.

Le scénario +3 GW nucléaire est celui où les stockages présentent l'intérêt CO2 marginal le plus élevé grâce au surplus d'électricité décarbonée fournie par le nucléaire supplémentaire qui permet de décarboner des moyens de production fossiles. A l'inverse, le scénario Prix élevé est moins intéressant du point de vue des émissions de CO2, car le fort prix du gaz le fait passer derrière le charbon dans le merit order, et les stockages centralisés permettent d'éviter plus de gaz et moins de charbon par

rapport aux scénarios +3 GW nucléaire et Référence, ce qui se traduit par un contenu moyen des émissions évitées plus faible.

En 2050 en revanche, dans les scénarios considérés, la production de pointe est assurée avec de l'énergie décarbonée (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse). Ainsi, dans tous les scénarios modélisés, l'installation de stockage supplémentaire n'a pas d'impact significatif sur les émissions de CO₂ des scénarios, qui sont déjà décarbonés. Les valeurs d'émissions évitées n'ont ainsi pas été évaluées dans cette étude. Notons bien sûr que les installations présentes dans le mix sont nécessaires pour garantir la décarbonation du mix et qu'un mix décarboné en 2050 ne peut exister sans flexibilités.

2.2.8 Enseignements

En 2030, si **les prix des combustibles sont élevés** et que le mix électrique présente des besoins capacitaires élevés, de nouvelles capacités de stockage peuvent présenter une **pertinence économique**. En revanche dans des **conditions normales**, le mix électrique français ne présente **pas d'opportunité claire pour le stockage centralisé (hors STEP)** à la marge des scénarios modélisés, même avec des besoins capacitaires élevés. Enfin, le stockage centralisé est **plus pertinent économiquement** dans le scénario présentant légèrement **plus de nucléaire**.

En 2050, de nouvelles batteries Li-ion ou des installations dédiées P₂H₂P n'ont **pas de pertinence économique en plus de celles déjà planifiées par RTE dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 »** (c'est-à-dire 21 GW dans le scénario M1, 13 GW dans le scénario M23 et 2 GW dans le scénario N2 pour les batteries Li-ion de 4h)³³. Les STEP en revanche semblent présenter un intérêt économique (étant donné l'incertitude sur les coûts) mais leur gisement est limité.

En 2030 comme en 2050, la valeur capacitaire du stockage centralisé représente entre 30% et 60% de sa valeur incrémentale d'arbitrage + réserve + capacitaire pour un besoin capacitaire élevé, et entre 10 et 20% pour un besoin capacitaire faible pour 2030. Plus la durée de stockage est faible, plus la valeur capacitaire a une proportion importante dans l'ensemble des valeurs du stockage.

L'autodécharge des batteries centralisées a une influence **négligeable** sur leur valorisation.

Au-delà de la pertinence économique, les économies d'émissions CO₂ permises par de nouvelles batteries Li-ion centralisées en 2030, calculées en méthodologie marginale (voir section 1.4.4), dépasse les émissions liées à la création des batteries (qui ne sont pas toutefois les seuls impacts environnementaux liés à la construction des batteries). En 2050, le mix électrique étant déjà décarboné, de nouvelles installations de stockage diminuent peu les émissions de CO₂, toutefois les installations déjà installées sont nécessaires pour garantir la décarbonation du mix.

³³ Pour rappel, dans les scénarios de l'ADEME, les capacités des batteries sont de 1,5GW pour S1, 0,25GW pour S2, 2GW pour S3 et 29 GW pour S4.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

Tableau 7 - Bilan économique des différents stockages centralisés étudiés dans PEPS5 par scénario

			Li-ion 2 heures	Li-ion 4 heures	Li-ion 6 heures	STEP 12 heures	STEP 24 heures	P2H ₂ 2P dédié 2 semaines	P2H ₂ 2P dédié 8 semaines
2030	Coût moyen du stockage centralisé (k€/MW/an)		59	105	151	85	95	277	341
	Référence	Valeur marginale (k€/MW/an)	57	89	100	97	98	131	154
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	96%	85%	66%	113%	103%	47%	45%
	+3 GW Nucléaire	Valeur marginale (k€/MW/an)	58	91	103	102	104	143	169
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	98%	87%	69%	119%	109%	52%	50%
	Prix élevés	Valeur marginale (k€/MW/an)	80	135	160	163	168	263	336
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	136%	129%	106%	191%	176%	95%	98%
2050	Coût moyen du stockage centralisé (k€/MW/an)		44	78	112	85	95	211	273
	M1	Valeur marginale (k€/MW/an)	26	57	73	87	113	144	181
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	60%	73%	65%	102%	119%	68%	66%
	M23	Valeur marginale (k€/MW/an)	19	31	49	64	94	122	152
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	42%	40%	44%	75%	99%	58%	56%
	N2	Valeur marginale (k€/MW/an)	24	44	49	60	87	117	137
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	56%	56%	44%	71%	91%	55%	50%

2.3 Pilotage de la recharge des véhicules électriques

2.3.1 Description du cas d'étude

L'augmentation du nombre de véhicules électriques entraîne une augmentation de la demande électrique associée au transport. Si cette augmentation de demande impacte mécaniquement les coûts du système électrique à la hausse, son pilotage est possible, avec plus ou moins de finesse, et apporte une valeur au système électrique, qu'elle soit d'arbitrage, capacitaire ou pour la fourniture de réserve, entres autres. Dans cette analyse, on distingue quatre types de véhicules électriques, selon la flexibilité permise par leur type de recharge.

- Dans le cas, majoritaire aujourd'hui, où la recharge des véhicules électriques démarre dès qu'ils sont branchés à leur borne de recharge, on parlera de « véhicules non intelligent » (VNI).
- Dans le cas où la recharge s'opère sur des plages horaires déterminées à l'aide de tarifs ou consignes statiques adaptés régulièrement (et transmises via les compteurs intelligents), on parlera de véhicule en « pilotage tarifaire statique » (PT)
- Dans le cas où la recharge peut être pilotée dynamiquement heure par heure pour charger sur les périodes de prix de l'électricité les plus faibles, on parlera de véhicules en « Smart-Charging » (SC)
- Enfin, dans le cas où la recharge s'opère de manière optimale en suivant les prix de l'électricité et le véhicule peut en plus réinjecter de l'électricité sur le réseau, on parlera de véhicules en « Vehicle-to-grid » (V2G)

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

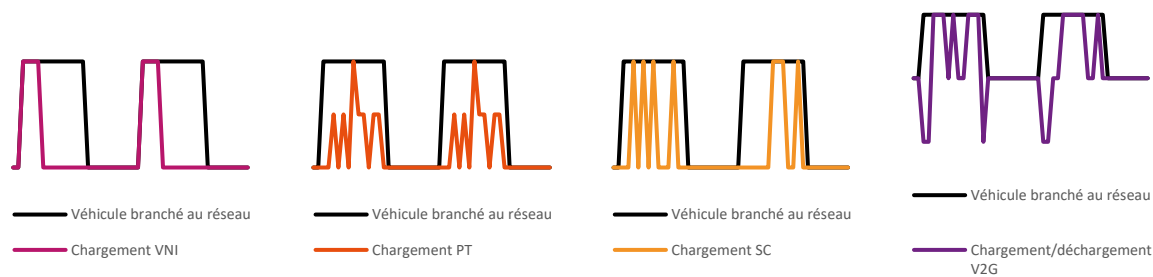


Figure 19 - Les quatre modes de chargement d'un « véhicule moyen » considéré dans PEPS5 (temps en abscisse, exemple illustratif sur deux jours consécutifs)

La valeur d'arbitrage et capacitaire de la flexibilité (et du stockage direct dans le cas du V2G) des types de véhicules électriques en pilotage tarifaire ou en smart charging a été calculée à la marge des scénarios modélisés en 2030 et 2050, comprenant déjà un parc de véhicules significatif offrant de la flexibilité au système (en particulier en 2050) en regardant l'impact d'un faible changement de quelques véhicules non intelligents vers des véhicules intelligents, en prenant en compte différentes tailles de chargeurs : 4,5 kW et 9 kW pour un changement vers le pilotage tarifaire et le smart charging, et 9 kW en charge et décharge avec un stockage disponible de 20 kWh pour un changement vers le véhicule-to-grid³⁴. Il a aussi été supposé que les véhicules transformés en V2G gardaient les mêmes fréquences de branchement au réseau que les véhicules en VNI, PT et SC (2,5 fois par semaine, 38h par semaine de durée de connexion à la borne de recharge en moyenne). En réalité, si l'utilisateur du véhicule en V2G transformé branche plus souvent son véhicule au réseau que cela, par exemple à travers une incitation financière **ou parce que le cas d'usage est justement adapté au V2G**, la valorisation de la transformation d'un véhicule électrique en V2G pourra être supérieure. On observe d'ailleurs dans les expérimentations actuelles que les branchements peuvent être deux fois plus fréquents. Ce phénomène, qui génère une valorisation supérieure, n'est pas étudié dans PEPS5.

Pour les véhicules en SC, des modifications de quantités de véhicules plus significatifs ont aussi été testés afin d'évaluer l'impact de la pénétration de ces modes de recharge. L'analyse se concentre également sur le calcul de la valeur associée à la participation à la réserve des véhicules en SC et en V2G, ainsi que sur l'impact des cycles supplémentaires effectués par les véhicules en V2G sur la durée de vie des batteries concernées.

Artelys a représenté dans son modèle de manière détaillée la flotte de véhicules électriques français en séparant les véhicules se rechargeant chez les particuliers et les véhicules se rechargeant au travail, et en supposant que la grande majorité des recharges se faisaient sur des sites de recharges lentes, avec des chargeurs d'en moyenne 4,5 kW³⁵. Des courbes d'arrivées/départs standards ont été utilisées pour modéliser les temps de branchement des batteries des véhicules électriques du parc français. Le

³⁴ La plupart des véhicules en V2G actuellement planifiés étant associés à des chargeurs de puissance importante, seule la valorisation marginale d'un chargeur de 9 kW avec un stockage disponible de 20 kWh a été calculée dans PEPS5.

nombre de véhicules électriques modélisés en 2030 et en 2050 suivant les différents types de recharge a été extrapolé des rapports de RTE³⁶ pour donner le parc de véhicules électrique suivant :

Tableau 8 : Projections du nombre de véhicules en France en 2030 et 2050 selon le type de recharge

Type de recharge	Nombres de véhicules (% du parc de véhicules électriques) en 2030	Nombres de véhicules (% du parc de véhicules électriques) en 2050
Véhicules non intelligents	3 650 000 (50%)	13 283 000 (37%)
Véhicules en pilotage tarifaire & smart-charging	3 504 000 (48%)	21 540 000 (60%)
Véhicules en vehicle-to-grid	146 000 (2%)	1 077 000 (3%)

Les coûts de transformation considérés dans cette étude pour convertir un véhicule non intelligent en véhicule dont la recharge est pilotable sont présentés ci-dessous. En particulier, **le coût de la batterie n'est pas pris en compte** dans les coûts de transformation, celle-ci étant de toute façon payée pour le véhicule électrique. Il est à noter que ces technologies étant naissantes, l'incertitude sur ces coûts est très importante. De plus les coûts ci-dessous sont des coûts moyens, et il peut subsister de fortes variations au cas par cas : par exemple le coût de transformation en SC peut être moins élevé que prévu si la voiture est par défaut connectée au réseau internet de la maison.

Tableau 9 : Coûts de transformation d'un véhicule électrique non intelligent en smart-charging ou vehicle-to-grid

	2030	2050
Coût de transformation VNI -> PT	Pas de coûts de transformation : l'utilisateur doit assurer une connectique entre la borne de recharge et le compteur intelligent (filaire ou radio), mais ce coût est supposé négligeable, et les futures bornes de recharge des véhicules électriques devraient être équipées naturellement de cette fonctionnalité. Cette hypothèse de gratuité est cependant la configuration la plus favorable, correspondant notamment à une situation ne nécessitant aucune intervention technique, en particulier pour établir les communications nécessaires entre les équipements.	
Coût de transformation VNI -> SC et PT -> SC	Entre 24 et 60 €/véhicule/an correspondant à un abonnement IT entre 2 et 5€/mois/véhicule pour pouvoir piloter de manière dynamique la charge.	10 €/véhicule/an correspondant au coût de l'infrastructure IT en temps réel ³⁷

³⁶ Nombre total de véhicules issu du Chapitre 3 du BP 2050 de RTE, page 61. Pourcentages de véhicule selon le type de pilotage issu du Rapport « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique » de RTE, page 20.

³⁷ Hypothèse RTE, p88 de <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/Bilan%20Previsionnel%202050-consultation-complet.pdf>

Coût de transformation	64 à 100 €/véhicule/an	30 €/véhicule/an correspondant au coût IT du SC auquel on ajoute le coût d'un convertisseur DC à 40€/véhicule/an	30 €/véhicule/an correspondant au coût IT du SC auquel on ajoute le coût d'un convertisseur DC à 20€/véhicule/an ³⁸
VNI -> V2G et PT -> V2G			

2.3.2 Le pilotage tarifaire de la recharge présente une valeur importante devant des coûts négligeables

Un premier moyen de flexibiliser la recharge des véhicules électriques est de la programmer à priori à un moment où le système électrique n'est pas sous contrainte afin de consommer une électricité peu chère et ne pas entraîner de problèmes de sécurité d'approvisionnement, via des tarifs adaptés permettant une recharge à des moments opportuns.

De nos jours, le système heures pleines/heures creuses permet déjà aux consommateurs le souhaitant de piloter leur consommation d'électricité, et est particulièrement adaptée au véhicule électrique, généralement branché la nuit. La Commission de Régulation de l'énergie a récemment émis une délibération³⁹ suggérant de fournir plus de signaux tarifaires aux consommateurs afin que ceux-ci puissent piloter de manière optimale leur consommation. Ainsi, on pourra envisager dans le futur des pilotages tarifaires encore plus performants chargeant à des moments variés dans la journée. Le pilotage tarifaire restera moins flexible que le smart charging, puisqu'il ne permet pas l'adaptation dynamique aux variations des prix de l'électricité au jour le jour.

Dans le pilotage tarifaire modélisé dans PEPS5, les profils de recharge sont optimisés mensuellement, identiques entre tous les jours ouvrés (lundi à vendredi) et entre tous les jours de week-end, mais différents entre chaque scénario (les plages tarifaires optimales pour la recharge des véhicules électriques dépendant du mix de production/flexibilité du système électrique)⁴⁰. Ce pilotage tarifaire est réaliste à l'horizon 2030 : les fabricants actuels de bornes de recharge peuvent déjà ajouter une interface TIC Linky, qui sait recevoir les données de comptage comme les périodes tarifaires ou la puissance instantanée, sachant que l'envoi d'informations tarifaires est possible du jour pour le lendemain pour Linky⁴¹.

La valeur marginale d'arbitrage et capacitaire a été déduite en calculant la différence entre le coût de la recharge d'un véhicule en pilotage tarifaire et le coût de la recharge d'un véhicule non intelligent avec les mêmes caractéristiques, pour les résultats suivants :

³⁸ Ibid.

³⁹ Délibération N°2022-215 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/offre-a-tarification-dynamique>

⁴⁰ Les profils considérés ont été construits à partir du comportement de la recharge des véhicules en SC, résultat de l'optimisation, en moyennant les résultats des 3 années climatiques

⁴¹ Aujourd'hui, les plages tarifaires sont essentiellement introduites manuellement.

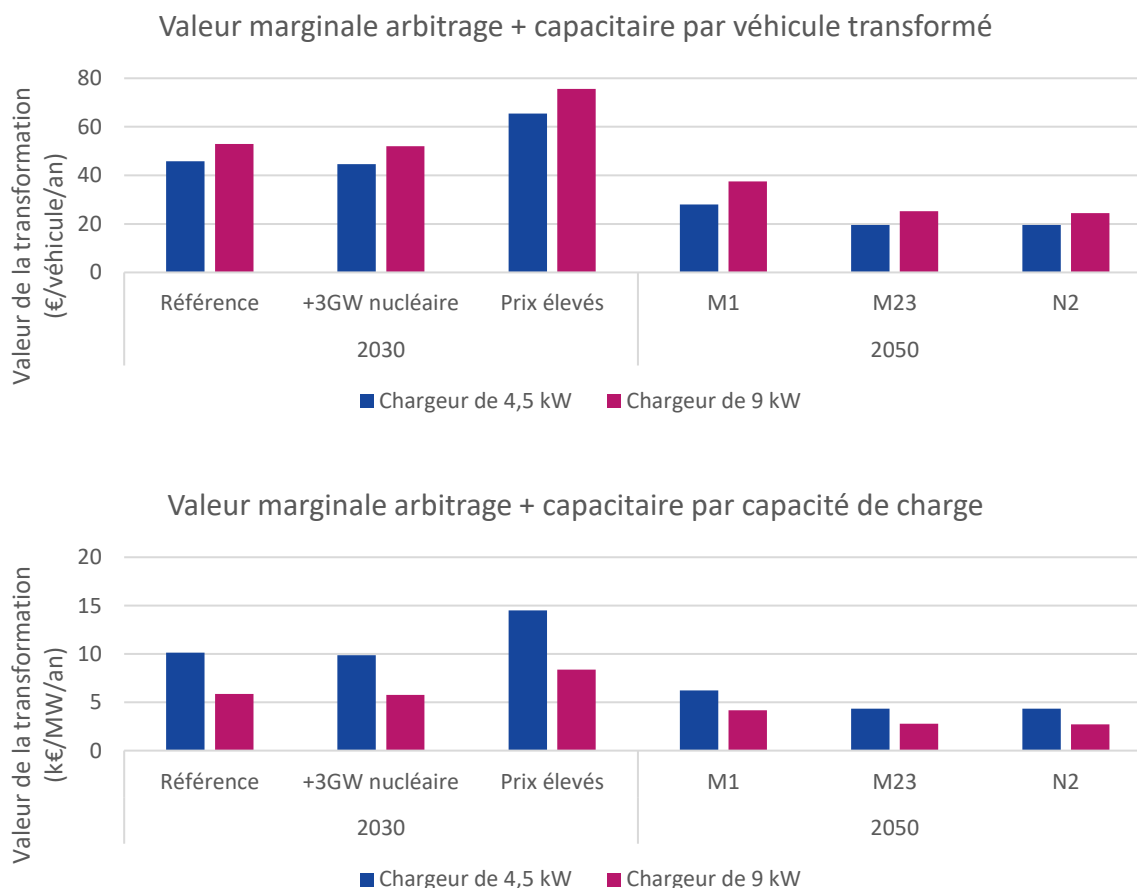


Figure 20 - Valeur marginale (arbitrage + capacité) pour la collectivité de la transformation d'un véhicule non intelligent en véhicule en pilotage tarifaire statique

La dépendance de ces valeurs aux scénarios modélisés est proche de celle observée pour le stockage centralisé : une valeur marginale plus importante en 2030, et en particulier pour le scénario aux prix élevés, et en 2050 une valeur marginale plus importante pour le scénario M1.

Etant donné que ces valeurs marginales sont non négligeables et que les coûts de transformation sont à priori très faibles en comparaison aux autres transformations, le pilotage tarifaire semble une solution idéale pour fournir plus de flexibilité au système électrique en 2030 comme en 2050. Pour que cette conclusion se matérialise, il sera toutefois nécessaire que les signaux tarifaires (plages horaires en HP et HC) soient mis à jour en fonction de l'évolution du mix énergétique, en particulier en fonction du développement des capacités solaires. Des signaux plus simples (HP/HC fixes toute l'année, ou plages fixées en avance de manière non optimale étant donné la difficulté à placer les plages idéales à l'avance), auraient une moins bonne performance pour le système, ce qui est toutefois difficile à quantifier.

2.3.3 La valeur incrémentale de la transformation d'une partie des véhicules électriques non intelligents en smart

charging est stable, illustrant l'important gisement de cette flexibilité

La valeur incrémentale d'arbitrage et de capacité des véhicules en SC présentée ici a été calculée en transformant de grandes quantités de VNI en véhicules SC à partir du parc de référence (avec un chargeur moyen de 4,5 kW), quantités exprimées en % du parc total dans les figures ci-dessous. Ces larges transformations permettent d'estimer l'influence d'une transformation significative du parc, et pas juste de la transformation d'un véhicule.

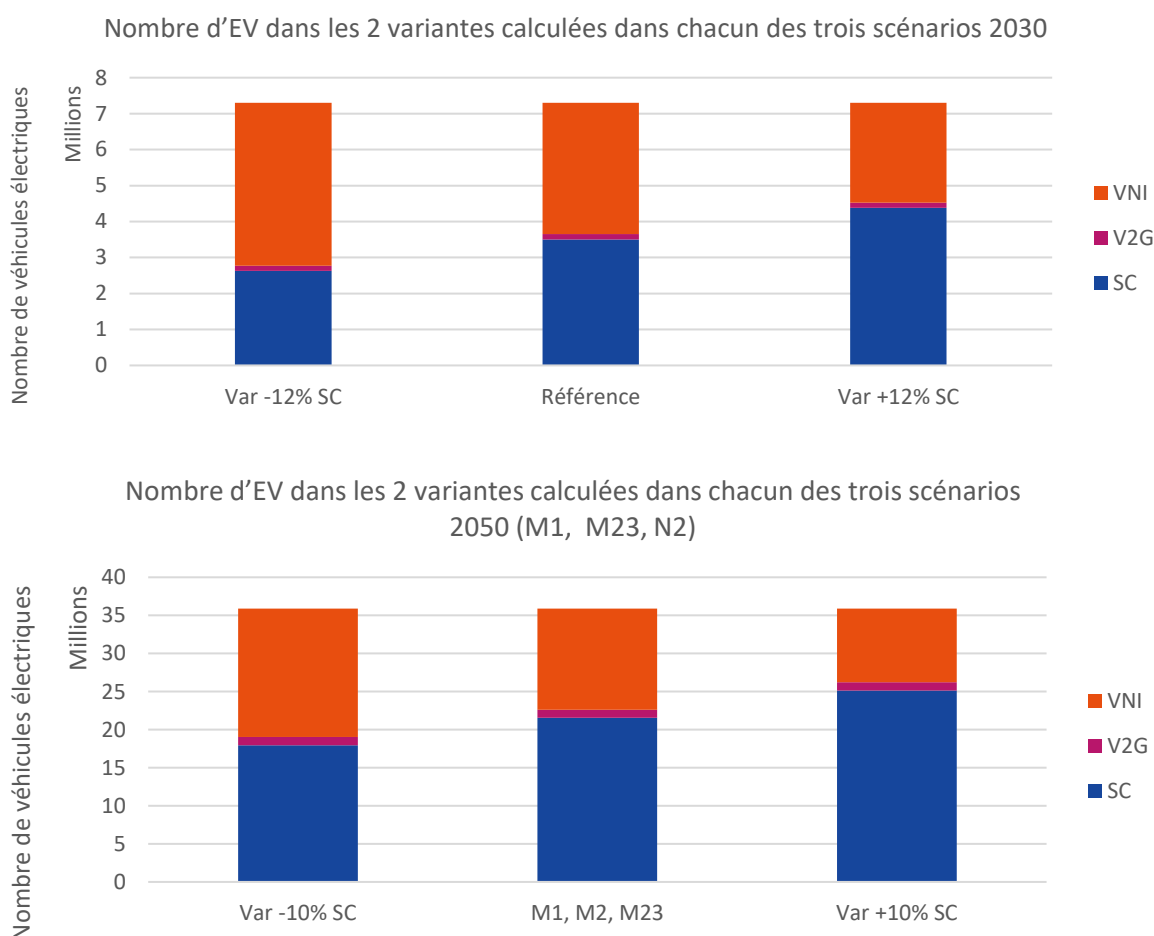


Figure 21 - Nombre de véhicules électriques modélisés dans chacun des scénarios 2030 et 2050 pour évaluer les valeurs d'arbitrage du SC

Les modélisations montrent que les valeurs n'évoluent pas énormément suivant les quantités modifiées (courbes de valeurs incrémentales plates). Aussi, il est visible que les gisements de valeurs sont importants à l'échelle du parc de véhicules électriques : la conversion de plusieurs % du parc de véhicule électrique non intelligent en smart charging ne diminue que faiblement la valorisation pour la collectivité dans tous les scénarios.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

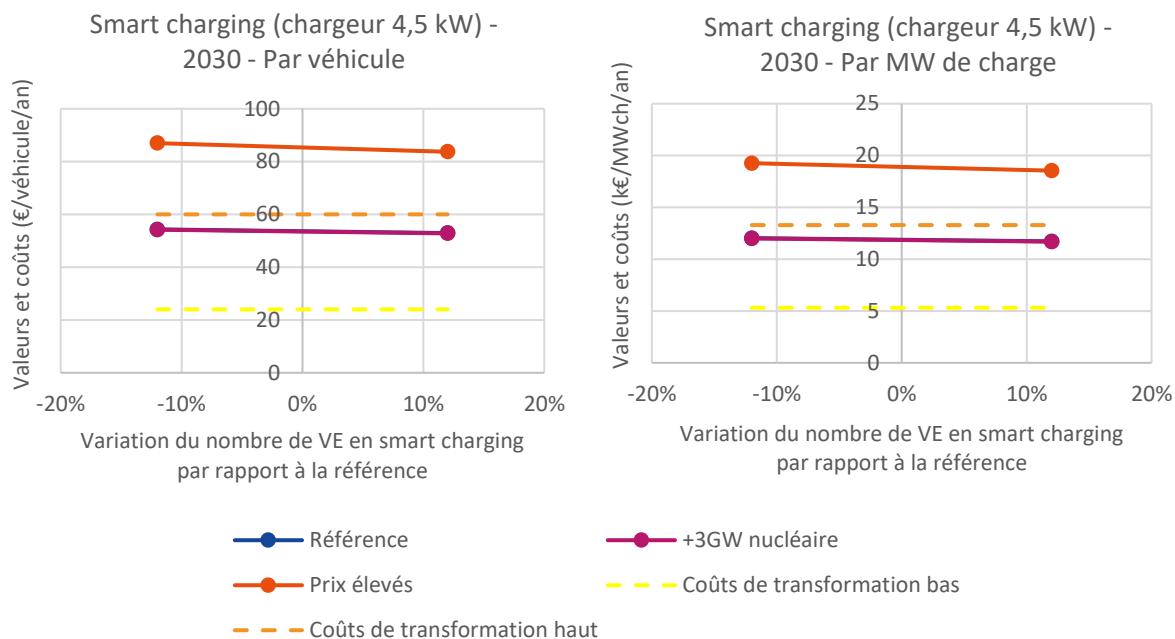


Figure 22 - Valeur incrémentale d'arbitrage et de capacité de la transformation d'une partie des véhicules (chargeur moyen de 4,5 kW) en VNI en SC en 2030, par véhicule et normalisé par MW de batterie

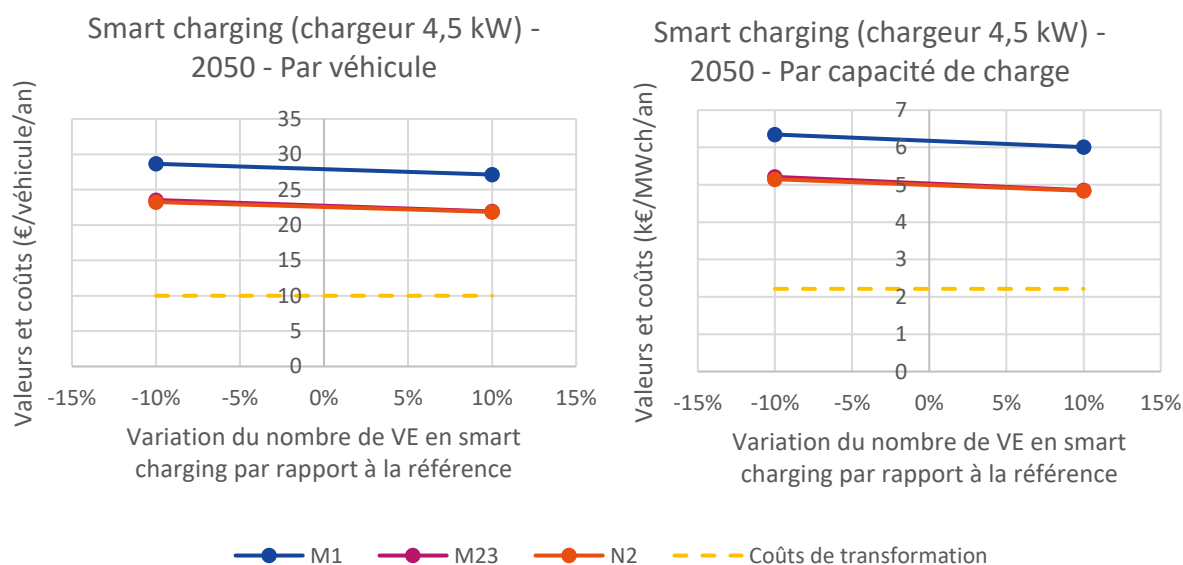


Figure 23 - Valeur incrémentale d'arbitrage et de capacité de la transformation d'une partie des véhicules (chargeur moyen de 4,5 kW) en VNI en SC en 2050, par véhicule et normalisé par MW de batterie

Ainsi, à la marge des scénarios modélisés, remplacer des véhicules électriques non intelligents existants par des véhicules en smart-charging apporte une valeur pour la collectivité de l'ordre des coûts de transformation en 2030, avec une valeur plus importante pour le scénario « prix élevés », et une valeur de 2 à 3 fois les coûts en 2050 quel que soit le scénario modélisé. Ce résultat suppose toutefois que les véhicules électriques transformés n'étaient pas en pilotage tarifaire, aussi les

valorisations présentées ici capturent aussi complètement la valeur du pilotage tarifaire décrite précédemment.

Concernant cette dernière hypothèse, on peut noter que le cas de figure de la transformation d'un véhicule non intelligent en un véhicule faisant du smart charging correspond à un cas d'usage effectif : celui d'un client souhaitant une optimisation de la charge évoluée, indépendamment du tarif relatif aux autres usages.

2.3.4 La valorisation marginale de la transformation d'un véhicule électrique en smart charging ou en vehicle-to-grid dépend si ce véhicule était déjà en pilotage tarifaire

En complément de l'analyse incrémentale réalisée ci-dessus pour le smart charging, la valeur marginale arbitrage + capacitaire a été calculée pour les différentes transformations intermédiaires VNI vers PT vers SC vers V2G. Deux tailles de chargeur ont été valorisées pour le PT et le SC (4,5 kW et 9 kW) et une taille de chargeur a été valorisée pour le V2G (9kW, avec une capacité de stockage disponible pour le V2G de 20 kWh, et une fréquence de branchement égale), pour les résultats suivants :

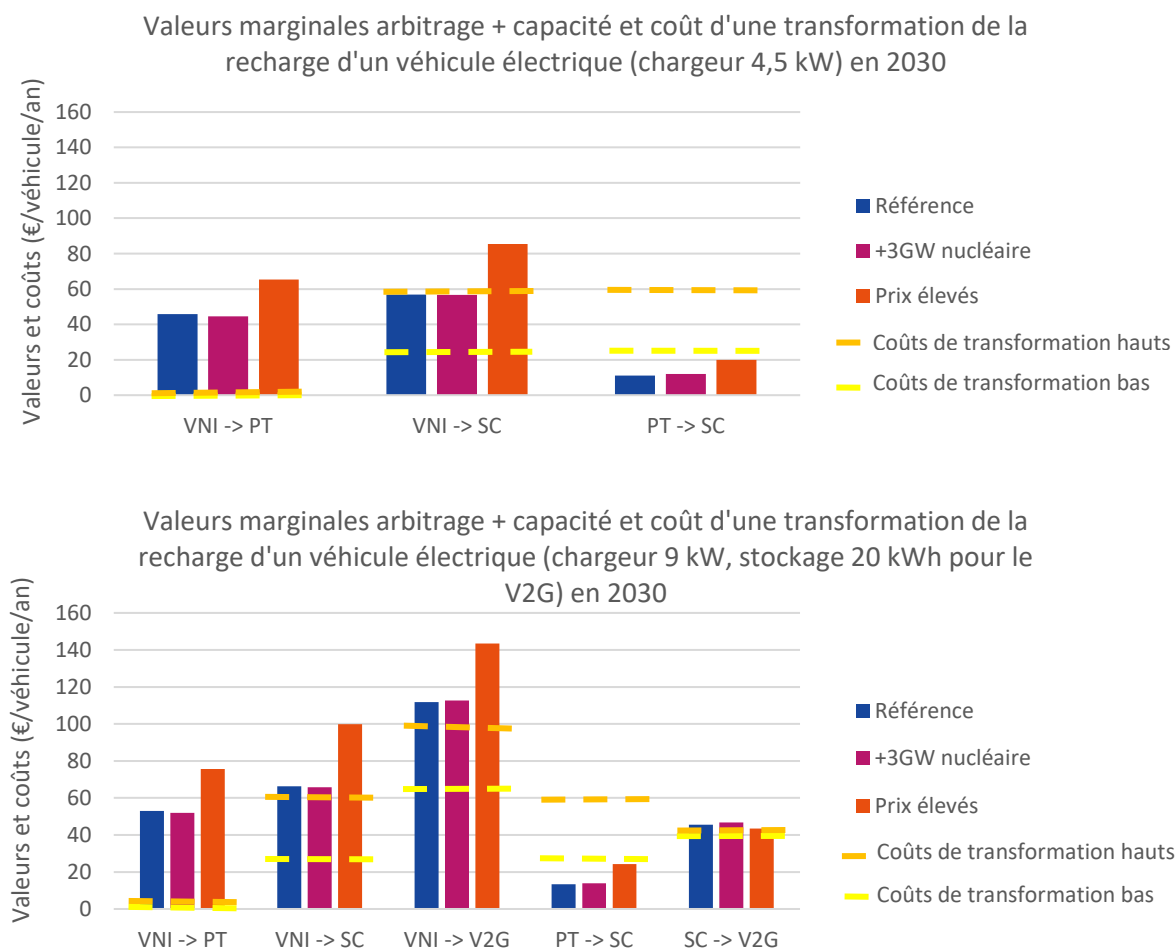


Figure 24 – Valeurs marginales arbitrage + capacité pour différentes transformations du mode de pilotage d'un véhicule électrique en 2030, pour des chargeurs de 4,5 kW et 9 kW, et un stockage de 20 kWh pour le V2G

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

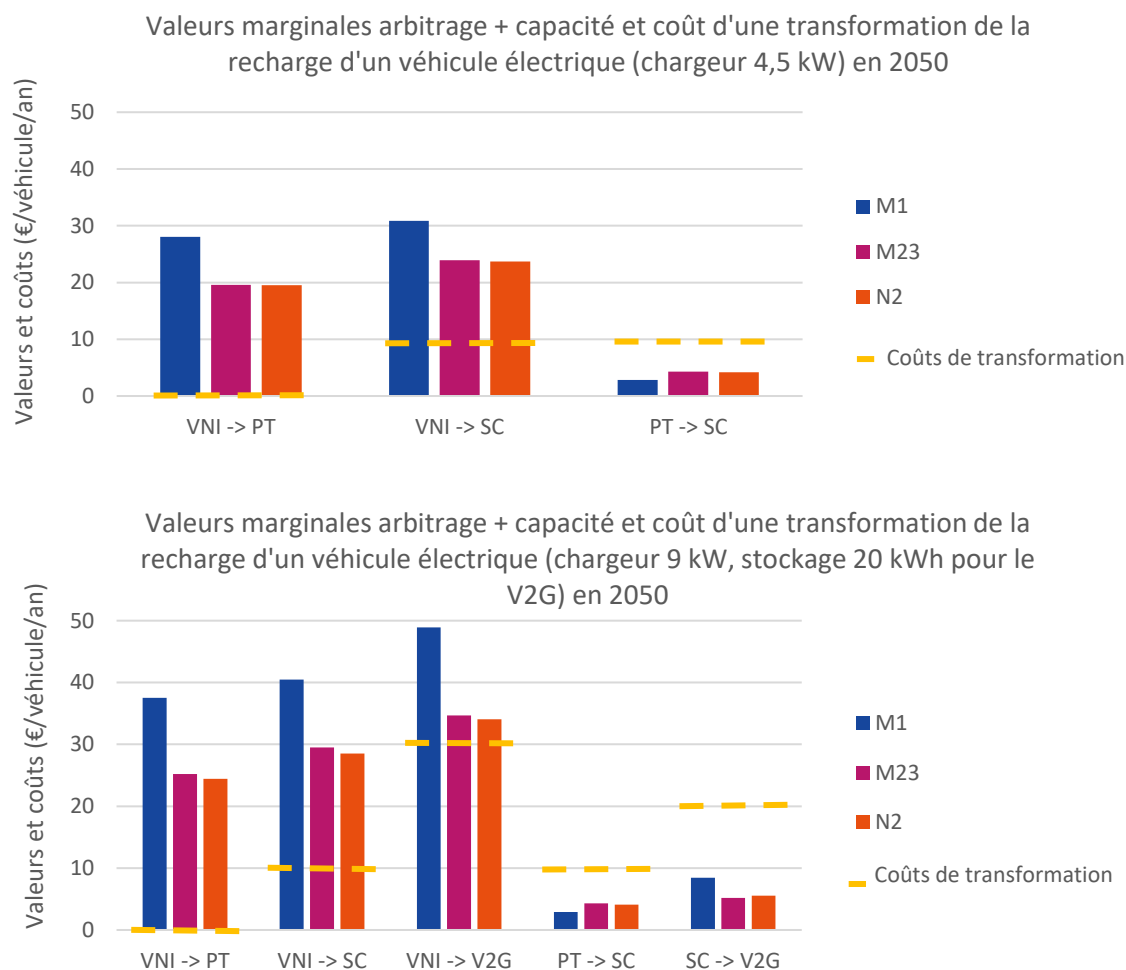


Figure 25 - Valeurs marginales arbitrage + capacité pour différentes transformations du mode de pilotage d'un véhicule électrique en 2050, pour des chargeurs de 4,5 kW et 9 kW, et un stockage de 20 kWh pour le V2G

Par comparaison, la valeur marginale arbitrage + capacitaire de la transformation d'un VNI en SC est 10% et 30% supérieure à celle d'une transformation d'un VNI en PT, résultat cohérent avec les observations de RTE dans l'étude « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique »⁴². Cette valeur supplémentaire (illustrée par le passage « PT -> SC » dans les figures ci-dessus) ne couvre pas le coût de transformation « moyen » entre les deux modes de pilotage (coût pris en compte en totalité, l'hypothèse étant prise dans la présente étude que la transformation d'un véhicule non intelligent en véhicule en pilotage tarifaire est gratuite). Ainsi, il est plus intéressant de généraliser les véhicules électriques en PT que les véhicules électriques en SC, à partir du moment où le pilotage tarifaire est suffisamment sophistiqué.

⁴² <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilite%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf>, voir en particulier figure p48, figure 18.

Par comparaison, la valeur marginale arbitrage + capacitaire d'une transformation d'un véhicule non intelligent en V2G (pour une puissance de charge et de décharge de 9 kW et un stockage possible de 20 kWh) est supérieure d'entre 40% et 70% en 2030 et autour de 20% en 2050 à la valeur marginale arbitrage + capacitaire d'une transformation d'un véhicule non intelligent en SC (pour une puissance de charge de 9 kW). Cette valeur supplémentaire (illustrée par le passage « SC -> V2G » dans les figures ci-dessus) couvre le coût de transformation entre les deux modes de pilotage en 2030 mais pas en 2050, coût présentant toutefois une forte incertitude aux horizons considérés. Ainsi, là encore la transformation en V2G est un potentiel de flexibilité supplémentaire, qui peut se développer en fonction des cas d'usage, donc dans une logique différente de celle du pilotage tarifaire.

Ces messages peuvent être nuancés par le fait qu'un véhicule en smart charging et en véhicule to grid arrivera toujours à capturer l'intégralité de la valorisation du pilotage tarifaire, quand la valorisation effective du pilotage tarifaire dépendra en réalité de sa performance : en particulier les plages tarifaires devront bien anticiper les variations attendues des prix de l'électricité. De plus, de par leur caractère dynamique le smart charging (et le véhicule to grid) peuvent rendre d'autres services au système que le pilotage tarifaire qui est une simple modulation de la consommation non dynamique.

A titre illustratif, l'empilement des valeurs marginales arbitrage + capacitaire et des coûts moyens des transformations successives des véhicules électriques (chargeur de 9 kW, stockage de 20 kWh pour le V2G) est représenté dans la figure suivante pour le scénario de référence en 2030 et le scénario M1 en 2050.

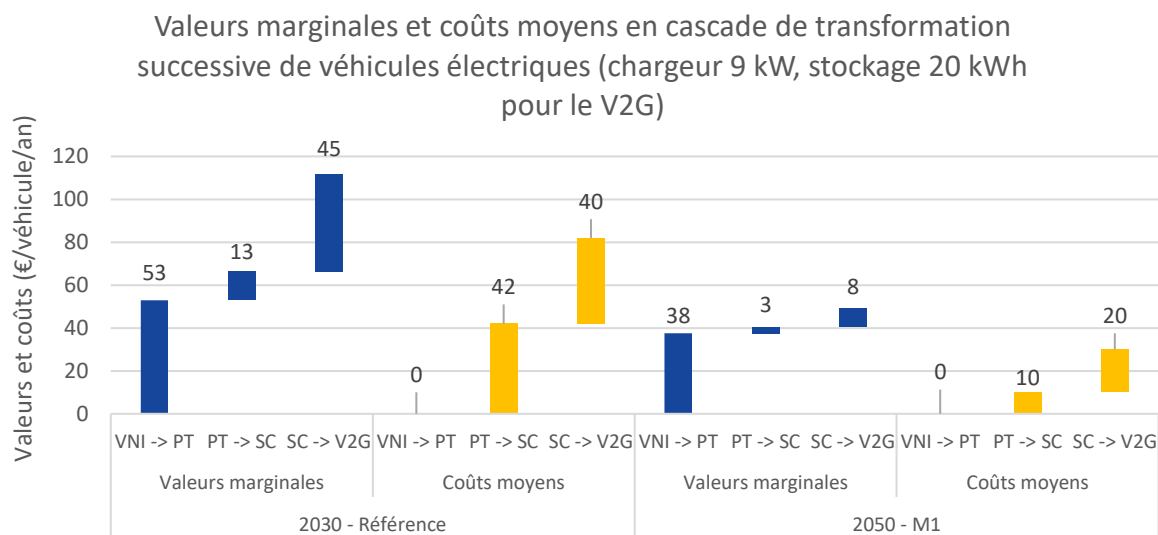


Figure 26 – Valeurs marginales et coûts moyens des différentes transformations de la recharge d'un véhicule électrique (chargeur 9 kW, stockage de 20 kWh pour le V2G) pour le scénario de référence en 2030 et le scénario M1 en 2050

2.3.5 En 2030, augmenter la pénétration de véhicules intelligents est un moyen certain de décarbonation du mix électrique

*L'analyse CO2 présentée ici correspond à un calcul des émissions de CO2 évitées par l'ajout d'un stockage ou d'une flexibilité à une situation de référence réalisé avec une méthodologie **marginale** ou **incrémentale**. Etant donné le mix très décarboné de la France, ces méthodologies sont vues par certains acteurs du domaine comme une borne haute des émissions évitées.*

Il convient également de noter que ces résultats ne sont pas valables pour des grandes capacités, varieraient avec d'autres parcs de production, pourraient dans la réalité se heurter à des obstacles pratiques (par ex. : vision imparfaite des acteurs) et ne sont pas additifs. Nous invitons le lecteur à se référer à la section 1.4.4 pour plus de précisions.

En 2030, étant donné le caractère encore carboné des moyens de production de pointe en Europe (gaz ou charbon), toute solution de flexibilité supplémentaire sur le réseau électrique peut entraîner des baisses importantes des émissions de CO2 (des centrales françaises mais aussi et surtout des centrales européennes) en réduisant le besoin d'appel à des productions carbonées. Dans cette partie est évaluée l'impact marginal en termes d'émissions CO2 totales du système électrique de la transformation d'une partie du parc VNI en SC. L'impact marginal CO2 de la transformation de VNI en PT et en V2G n'est pas quantifié dans PEPS5, mais on peut estimer qu'elle a aussi une contribution importante à la décarbonation, étant donné ces transformations captent tout ou partie de la valeur du SC (et donc permet d'éviter l'utilisation de moyens chers et carbonés).

Si le coût en CO2 des conversions des véhicules non-intelligents vers des véhicules intelligents n'est pas explicité dans cette étude, il peut être considéré comme minime dans le cas PT et SC, ces technologies utilisant des signaux électroniques mais pas de nouveau équipements. Le coût en CO2 pour transformer un véhicule en V2G peut être plus élevé que pour le SC et PT car lié à la dégradation plus rapide de la batterie augmentant son empreinte carbone, et au coût CO2 de l'équipement indispensable pour passer au V2G (non représenté ci-dessous). Toutefois, l'effet bénéfique vis-à-vis du CO2 sur le mix sera supérieur pour le V2G.

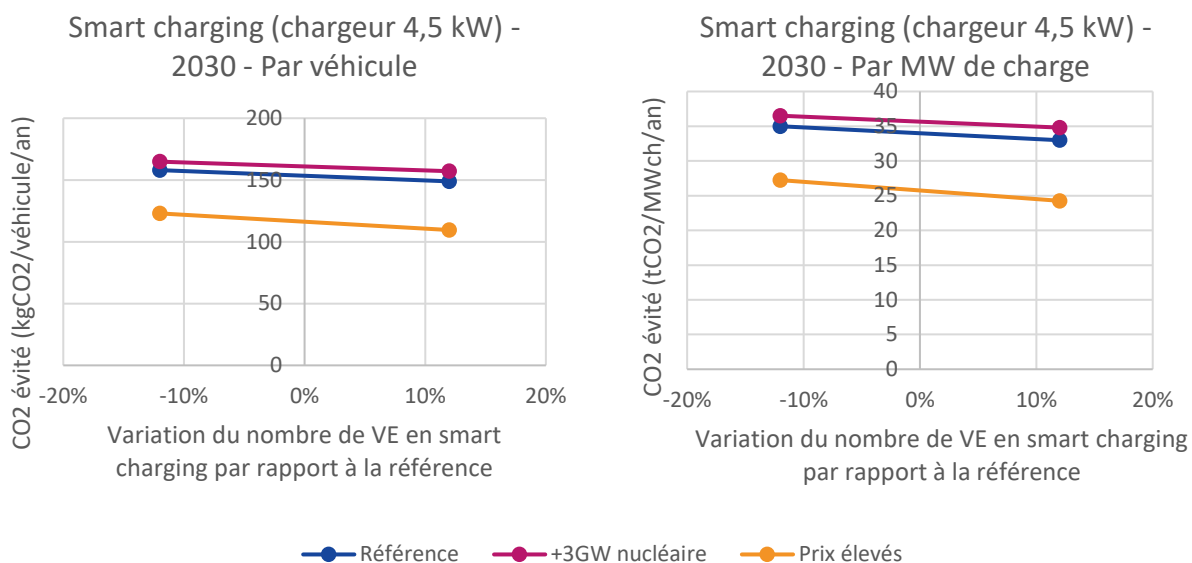


Figure 27 - CO2 évité en comptabilité marginale par la transformation de VNI en SC (chargeur 4,5 kW) en 2030, par véhicule et par capacité de charge

En 2050, les émissions de CO2 étant déjà très basses dans les scénarios modélisés, à l'instar des résultats sur le stockage centralisé, la conversion d'un véhicule supplémentaire a un impact CO2 beaucoup moins important.

2.3.6 La participation à la réserve des V2G augmente leur valorisation

En tant que moyen de consommation (et de production dans le cas du V2G) flexible, les véhicules électriques intelligents sont éligibles aux marchés de réserves. Par défaut, l'hypothèse a été faite que les véhicules électriques intelligents ne participaient pas à la réserve dans les scénarios modélisés, et une analyse complémentaire a été menée pour quantifier l'impact de la participation de la réserve de l'ensemble du parc de véhicule électrique en SC et en V2G. Cette partie restitue le résultat de cette analyse complémentaire, réalisée pour les scénarios « référence » en 2030 et « N2 » en 2050.

Il ressort de la modélisation que si l'ensemble du parc de véhicules électriques en SC et en V2G participent à la réserve, la transformation d'un véhicule non intelligent **en SC** a une valeur marginale similaire qu'il participe ou non à la réserve, l'offre sur le marché étant saturée par la quantité très importante des véhicules et autres technologies pouvant participer à la réserve.

La modélisation montre en revanche que si l'ensemble du parc de véhicules électrique en SC et en V2G participent à la réserve, la transformation d'un véhicule non intelligent **en V2G** (chargeur 9 kW) a une valeur marginale qui augmente de l'ordre de 6€/véhicule/an si ce véhicule participe à la réserve, ce qui représente environ 5% de la valeur marginale arbitrage + capacitaire dans le scénario de Référence en 2030 et 20% dans scénario N2 le 2050.

Ainsi, la participation à la réserve des véhicules électriques a une valeur pour la collectivité qui peut être non-négligeable dans le cas du véhicule to grid dans les scénarios de PEPS5.

2.3.7 Le pilotage de la charge en V2G peut entraîner une dégradation de la batterie des véhicules électriques sans gestion adaptée

La dégradation du niveau de stockage maximal d'une batterie Li-ion peut provenir de deux types de vieillissement : le vieillissement calendaire estimé à 0,5 % du stockage maximal/an et le vieillissement cyclique estimé 0,0055% du stockage maximal/cycle équivalent⁴³ (100% de profondeur de décharge).

Si les véhicules en PT ou SC ne vieillissent pas à priori plus vite que les VNI (leur nombre de cycle équivalent est égal), les batteries des véhicules en V2G se dégradent de manière accrue à cause du nombre de cycles supplémentaires qu'elles effectuent. Dans cette étude ont été évalués le nombre de cycles équivalents effectués par un véhicule en V2G par rapport à un véhicule non intelligent, afin d'en déduire l'incrément de dégradation de la batterie. Dans les modélisations de PEPS5, un véhicule en V2G peut ainsi faire entre 13 et 47 cycles équivalents supplémentaires par an selon les scénarios.

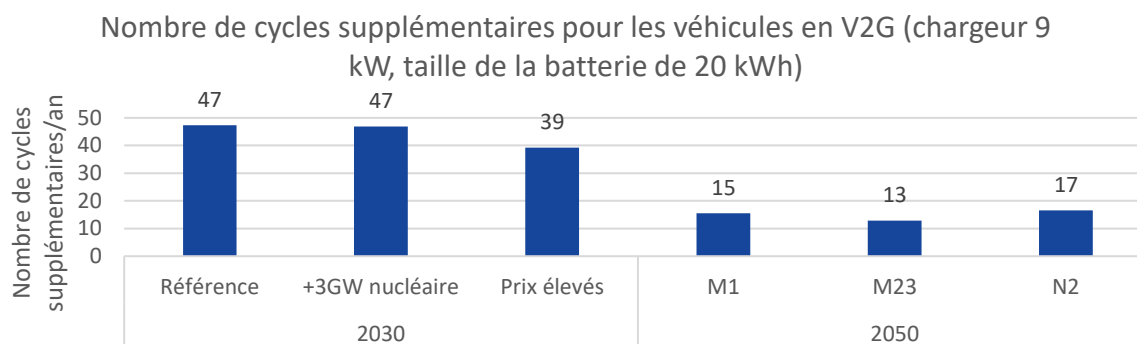


Figure 28 - Nombre de cycles supplémentaires pour les véhicules en V2G avec un chargeur de 9 kW et une batterie de 20kWh en fonction du scénario considéré

Il ressort que la dégradation théorique des batteries liée au V2G, par application du coefficient forfaitaire de vieillissement cyclique ci-dessus n'est pas négligeable : la durée de vie des batteries des véhicules en V2G se dégrade entre 6 et 22% plus rapidement dès 2030 par rapport à des VNI ou véhicules en AUT ou SC à cause du cyclage supplémentaire d'électricité dans la batterie.

⁴³ En réalité, la dégradation à l'usage d'une batterie dépend de beaucoup de facteurs comme la température, l'état de charge de la batterie et la puissance de charge. Cette valeur en cycle équivalent est une valeur donnant une estimation de la décharge moyenne sur un cycle à 25 °C avec une vitesse de charge/décharge d'une heure en 2030 et 2050.

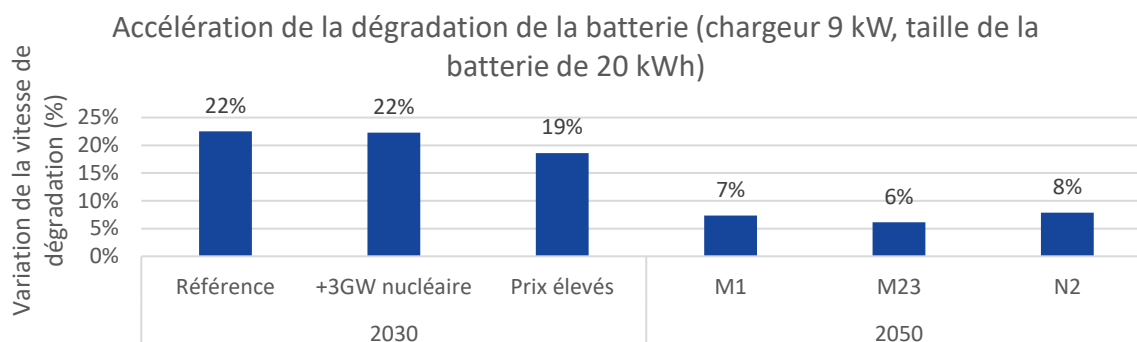


Figure 29 - Variation de la vitesse de dégradation des batteries pour les véhicules en V2G avec un chargeur de 9 kW et une batterie de 20kWh en fonction du scénario considéré

D'autres travaux⁴⁴ indiquent que ces cycles supplémentaires permettent à la chimie de la batterie de rester sollicitée, ce qui a un effet positif sur sa durée de vie, et mentionnent une accélération de la dégradation autour de 10%, soit plus modérée que ce qui a été calculé dans la présente étude. La valeur calculée dans cette étude correspond à une dégradation moyenne, en pratique les dégradations observées dépendront aussi de l'usage des véhicules électriques. L'étude ne peut pas se prononcer sur les conséquences potentielles de ces cycles supplémentaires, à savoir notamment la nécessité d'un changement anticipée de la batterie pendant la durée de vie du véhicule. Une étude ad'hoc serait nécessaire.

En outre, il est important de prendre en compte le fait que la stratégie de charge/décharge (vitesse, profondeur, état de charge...) a une influence importante sur le vieillissement. Une stratégie d'optimisation adéquate peut voir une influence très positive sur le vieillissement des batteries, pour un nombre de cycles équivalents donné.

Enfin, la taille de la batterie a ici été supposée égale à la taille du stockage disponible pour le V2G (20 kWh). A taille de stockage disponible pour le V2G égale, dès que la batterie est plus grande, la dégradation liée au V2G dans ce calcul simplifié sera moins importante (typiquement deux fois moins importante pour une batterie de 40 kWh, capacité courante actuellement pour une batterie de véhicule).

2.3.8 Enseignements

Les véhicules électriques sont amenés à largement se développer en France, créant une demande électrique supplémentaire. Cette demande est toutefois flexible grâce aux différents modes de pilotage de la recharge du véhicule électrique (pilotage tarifaire ou PT, smart charging ou SC, vehicle-to-grid ou V2G) permis par l'utilisation de la batterie du véhicule.

A la marge de tous les scénarios étudiés, **transformer un véhicule non intelligent en pilotage tarifaire statique** de la recharge apporte une valeur marginale importante à la collectivité par rapport à des

⁴⁴ <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02461730>

coûts à priori négligeables, rendant cette solution technologique **extrêmement pertinente du point de vue économique** (que ce soit pour les chargeurs de 4,5 kW ou 9 kW).

A la marge des scénarios étudiés, **transformer un véhicule non intelligent (chargeur 4,5 kW) en smart charging présente un intérêt** pour la collectivité dans les scénarios où les spreads journaliers sont élevés en 2030 (Prix élevés) et dans tous les scénarios en 2050 étant donné la baisse des coûts de transformation des véhicules non intelligents en smart charging, et permet d'aller plus loin dans le gisement de flexibilité disponible pour le mix électrique français par rapport au seul pilotage tarifaire. Pour des véhicules avec des chargeurs de 9 kW, l'intérêt économique est avéré pour tous les scénarios en 2030 et 2050. En revanche, **transformer un véhicule déjà sous pilotage tarifaire en smart charging** (que ce soit pour les chargeurs de 4,5 kW ou 9 kW) n'est **pas nécessairement intéressant** pour la collectivité du point de vue économique à la marge des scénarios considérés (dans le cadre de l'étude, avec un pilotage tarifaire gratuit et évolué).

A la marge des scénarios étudiés, **transformer un véhicule non intelligent (chargeur 9 kW) en véhicule-to-grid (avec un stockage disponible pour le V2G de 20 kWh et une fréquence de branchement similaire) semble intéressant économiquement** en 2030 comme en 2050. De plus, cette solution permet d'aller plus loin dans le gisement de flexibilité disponible pour le mix électrique français par rapport au pilotage tarifaire et au smart charging. **Transformer un véhicule déjà sous SC en V2G apporte une valeur marginale** pour la collectivité **de l'ordre des coûts** de transformation en 2030, mais une valeur marginale inférieure aux coûts en 2050. Enfin, transformer un **véhicule déjà sous pilotage tarifaire** (évolué et gratuit dans le cadre de l'étude) **en véhicule to grid** n'est **pas nécessairement intéressant** pour la collectivité du point de vue économique pour un chargeur de 9 kW, avec un stockage disponible pour le V2G de 20 kWh et une fréquence de branchement similaire. La valeur marginale de la transformation d'un véhicule électrique laissant plus de 20 kWh disponible pour le V2G ou avec un chargeur de taille plus importante ou une fréquence de branchement supérieure serait supérieure à la valeur présentée dans PEPS5. Comparé aux autres modes de recharge, le V2G entraîne aussi une accélération de la dégradation de la batterie du véhicule électrique, qui peut être modérée à l'aide d'une gestion appropriée de la charge/décharge.

Si l'intérêt économique du pilotage tarifaire statique est plus important que celui des pilotages dynamiques dans PEPS5, il convient de rappeler qu'un véhicule en SC et en V2G arrivera toujours à capturer l'intégralité de la valorisation du pilotage tarifaire, quand la valorisation marginale effective du pilotage tarifaire dépendra en réalité de sa performance. De plus, de par leur caractère dynamique le SC et le V2G peuvent rendre plus de services au système électrique que le pilotage tarifaire, et être valorisés pour d'autres usages comme la réserve.

En 2030, les transformations des véhicules non intelligents en véhicules intelligents peuvent avoir un **impact positif sur les émissions de CO2** du système électrique européen si **on s'en réfère à une méthodologie marginale et incrémentale** d'évaluation des économies de CO2 (voir section 1.4.4 pour plus de détails), d'autant que l'impact CO2 des transformations des modes de recharge des véhicules électrique est très faible.

Etude PEP55 sur l'intérêt du stockage
d'énergie et du power-to-X

Tableau 10 – Bilan économique des différentes transformations des modes de recharge étudiés dans PEP55 par scénario pour un chargeur de 4,5 kW

		VNI -> PT	VNI -> SC	PT -> SC
2030	Coût moyen de transformation (€/véhicule/an)	Quasi nul	42	42
	Référence	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	46	57
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	135%
	+3 GW Nucléaire	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	45	57
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	135%
	Prix élevés	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	65	85
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	203%
				47%
2050	Coût moyen de transformation (€/véhicule/an)	Quasi nul	10	10
	M1	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	28	31
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	309%
	M23	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	20	24
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	239%
	N2	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	20	24
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	237%
				10%

Tableau 11 – Bilan économique des différentes transformations des modes de recharge étudiés dans PEP55 par scénario pour un chargeur de 9 kW et un stockage disponible pour le V2G de 20 kWh, fréquence de branchement similaire

		VNI -> PT	VNI -> SC	VNI -> V2G	PT -> SC	SC -> V2G
2030	Coût moyen de transformation (€/véhicule/an)	Quasi nul	42	82	42	40
	Référence	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	53	66	112 (+6 réserve)	45
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	158%	136% (sans réserve)	32%
	+3 GW Nucléaire	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	52	66	113	14
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	157%	137%	33%
	Prix élevés	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	76	100	143	24
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	238%	175%	58%
						109%
2050	Coût moyen d'adaptation d'un VNI (€/véhicule/an)	Quasi nul	10	30	10	20
	M1	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	38	40	49	3
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	405%	163%	7%
	M23	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	25	30	35	4
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	295%	116%	10%
	N2	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/véhicule/an)	24	29	34 (+6 réserve)	4
		Ratio entre valeur marginale et coût	Très élevé	285%	114% (sans réserve)	10%
						14%

2.4 Stockage couplé à de l'autoconsommation

2.4.1 Description du cas d'étude

L'autoconsommation désigne la consommation par un individu ou un groupe d'individus de l'énergie qu'il produit lui-même. Sa manifestation la plus répandue en France correspond à l'installation de panneaux photovoltaïques chez un particulier, une communauté de particuliers ou une entreprise qui consomment l'électricité produite et injectent si possible leur surplus sur le réseau local.

Dans ce contexte, il peut être intéressant pour des consommateurs de coupler les panneaux à des batteries pour maximiser la consommation de l'énergie produite. Dans le cas où cette batterie peut également injecter et consommer sur le réseau, la valeur marginale créée pour la collectivité sera celle du cas d'étude sur le stockage centralisé, présenté plus haut, voire pourraient être plus hauts en fonction de la capacité de l'installation d'apporter des services aux réseaux locaux (en évitant les congestions par exemple), capacité très circonstancielle suivant l'emplacement du stockage et non étudiée dans PEPS5. En revanche, les coûts pourraient en revanche changer étant donné que les installations de stockage concernées sont plus petites, bénéficient moins des effets d'échelles et sont donc plus chères à capacités installées égales. Aussi, ce cas d'étude vise à déterminer l'intérêt pour la collectivité et le particulier de l'installation d'une batterie couplée à une installation PV, dans le cas particulier où la batterie ne peut pas injecter sur le réseau.

L'étude qui suit distingue deux analyses, l'une portant sur la valeur marginale pour la collectivité d'un stockage dédié à l'autoconsommation individuelle d'un particulier, ne pouvant pas non plus utiliser sa batterie pour acheter au bon moment sur le réseau, et la seconde sur la valeur marginale d'un stockage dédié à l'autoconsommation collective ayant cette fois la possibilité d'acheter de l'énergie au réseau. Les valeurs marginales affichées correspondent à la valeur de l'installation de stockage seulement, sans prendre en compte la valeur des panneaux photovoltaïques utilisés en autoconsommation, qui existent avec ou sans l'installation de stockage dans la modélisation.

2.4.2 Le stockage couplé à l'autoconsommation individuelle sans réinjection sur les réseaux ni optimisation de l'achat d'électricité coûte en moyenne plus qu'il ne rapporte à la collectivité, avec de possibles exceptions suivant les réseaux locaux.

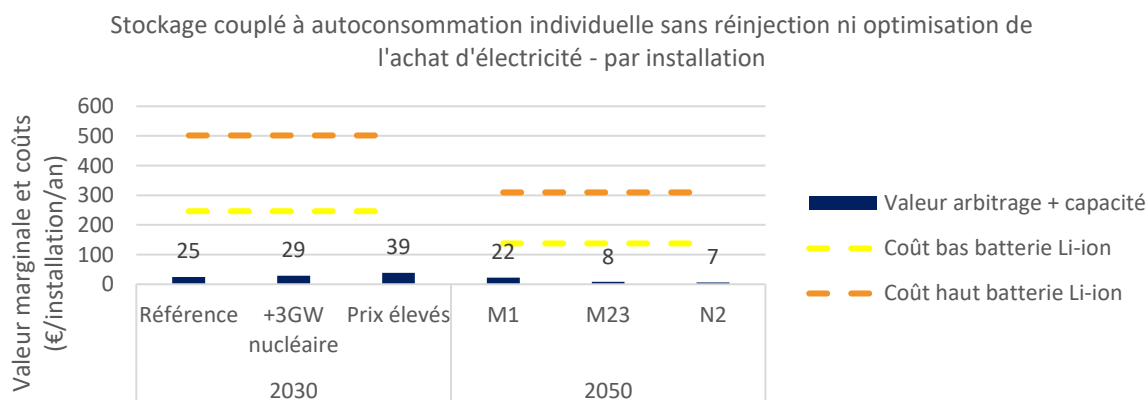
Dans ce premier cas d'étude sur l'autoconsommation, l'objectif est d'estimer la valeur marginale pour la collectivité d'un stockage associé à une installation solaire en comparaison à une installation solaire

simple, non couplée à une solution de stockage, chez un particulier ne souhaitant pas réinjecter sur le réseau électrique la production de sa batterie afin de la conserver pour son usage personnel⁴⁵.

L'installation d'autoconsommation de référence considérée correspond à un ménage ayant une consommation d'électricité de 14 500 kWh à l'année et ayant acheté 6 kW de panneau solaire produisant 7 884 kWh à l'année. Il est envisagé de rajouter une batterie Li-ion de 3 kW/6 kWh/90% d'efficacité cyclique à cette installation.

Cette batterie permet uniquement de stocker les surplus de production solaire afin de la restituer au particulier à un moment plus pertinent, typiquement en soirée lorsque les prix de l'électricité sont élevés afin de minimiser la facture d'électricité. Il est supposé que le particulier consomme l'ensemble de la charge de la batterie chaque jour, de sorte que la batterie soit systématiquement vide au lever du jour. En dehors de ces contraintes, le comportement de la batterie est optimisé pour chaque jour de l'année.

La batterie additionnelle permet de diminuer les coûts de production du système électrique en donnant de la flexibilité sur le moment de consommer une production peu chère (valeur marginale d'arbitrage), et fourni au système une capacité supplémentaire pour répondre à certaines pointes de consommation (valeur capacitaire). La somme de la valeur marginale d'arbitrage et capacitaire apportée par cette batterie au système électrique sont comparées aux coûts de batteries Li-ion (de faible capacité, les batteries de cette taille étant plus chères au kWh installé que les batteries utilisées pour le stockage centralisé) dans la figure suivante.



⁴⁵ Si le particulier autorise sa batterie à injecter sur les réseaux, la batterie pilotée de manière optimale se comporte comme un stockage centralisé, et la valeur qu'elle apporte à la collectivité est identique aux valeurs montrées dans le cas stockage centralisé (et ses coûts plus importants étant donné la petite taille de la batterie), aussi ce cas n'est pas développé ici.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

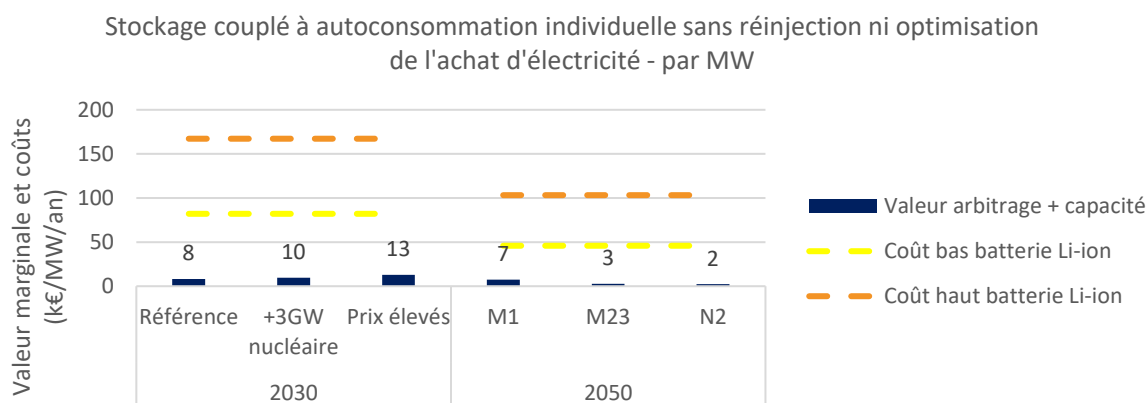


Figure 30 - Comparaison des coûts et de la valeur marginale arbitrage + capacitaire pour la collectivité du stockage associé à l'autoconsommation individuelle sans réinjection ni optimisation de l'achat d'électricité, pour une installation (3 kW/6 kWh) et normalisé (1 MW/2 MWh)

En 2030 comme en 2050, les coûts sont de l'ordre de 10 fois supérieurs à la valeur marginale du stockage pour la collectivité (en prenant en compte la valeur capacitaire), même dans les scénarios habituellement favorables au stockage par batterie comme le scénario prix élevés en 2030 ou M1 en 2050. Etant donné la différence d'ordre de grandeur, cette solution technologique n'est pas intéressante économiquement du point de vue de la collectivité, même en prenant en compte le fait que les scénarios modélisés ont déjà des moyens de flexibilité importants.

L'analyse faite dans PEPS5 ne prend pas en compte les situations particulières locales comme celle d'un réseau de distribution très sollicité qui bénéficierait effectivement d'un contrôle de la production solaire par les particuliers, ce qui permettrait d'éviter des investissements réseaux supplémentaires par exemple. Ce genre de besoin fait l'objet de démarches menées par ENEDIS et RTE, avec notamment des appels d'offres de flexibilité locale⁴⁶ technologiquement neutre où des agrégateurs pourraient convaincre un ensemble d'individus d'investir dans des batteries. Toutefois, même dans une telle configuration une batterie centralisée de petite taille et locale sera forcément moins contrainte et moins chère que plusieurs petites batteries couplées à du PV, aussi le développement de cette option semble improbable sauf topologie du réseau particulière.

Dans les scénarios modélisés, le stockage couplé à l'autoconsommation individuelle sans réinjection réseau évite des émissions de CO₂ marginales (cf. toutefois les limitations de l'approche marginale, décrites en section 1.4.4) comme présenté dans la figure ci-dessous pour 2030.

⁴⁶ Voir par exemple la page d'ENEDIS décrivant cette approche (<https://www.enedis.fr/co-construction-flexibilite-locale>) ou l'expérimentation de RTE sur des appels d'offres de flexibilités (<https://www.services-rte.com/fr/actualites/flexibilites-appels-d-offres-experimentaux-pour-la-gestion-des-congestions.html>)

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

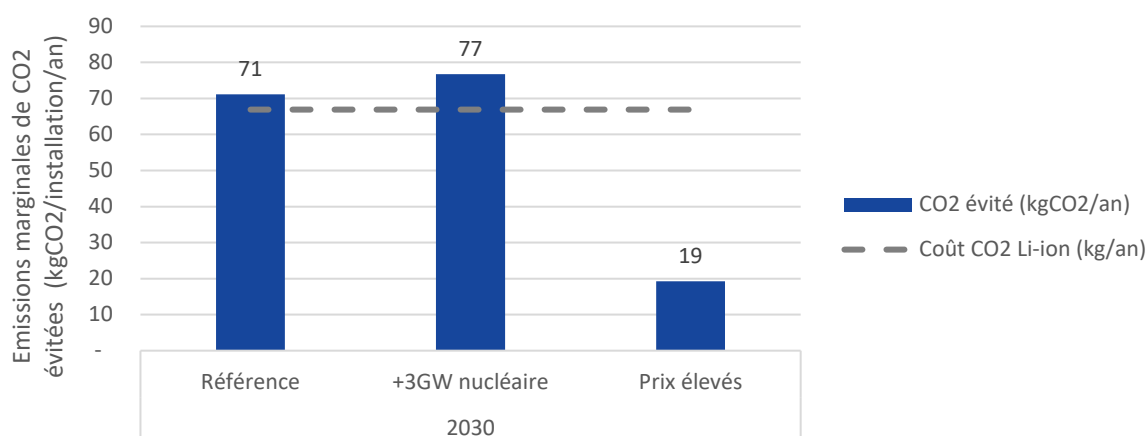


Figure 31 - Comparaison des émissions évitées marginalement pour le stockage en autoconsommation individuelle sans réinjection réseau, pour une installation (3 kW/6 kWh)

Comme pour le stockage centralisé, le scénario de prix élevés présente un intérêt moindre en termes d'évitement de CO2 étant donné que les moyens de pointe évités sont des centrales au gaz, moins émissif que les centrales à charbon qui sont les moyens de pointe dans les scénarios de référence et + 3 GW nucléaire. Par comparaison avec les émissions émises pour la construction de la batterie, seuls les scénarios de Référence et +3 GW nucléaire sont intéressants pour la collectivité, avec légèrement plus d'émissions évitées dans le scénario +3 GW nucléaire grâce à une plus grande exportation d'électricité décarbonée aux voisins européens.

2.4.3 Le stockage pour l'autoconsommation collective sans réinjection sur les réseaux ne doit pas être motivé par une seule logique économique pour la collectivité

Les communautés d'énergies renouvelables sont introduites juridiquement à l'échelle européenne dans l'article 22 de la Directive 2018/2001 du parlement européen et du conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables⁴⁷. Elles sont définies comme une entité juridique :

- qui, conformément au droit national applicable, repose sur une participation ouverte et volontaire, est autonome, est effectivement contrôlée par les actionnaires ou des membres se trouvant à proximité des projets en matière d'énergie renouvelable auxquels l'entité juridique a souscrit et qu'elle a élaborés;
- dont les actionnaires ou les membres sont des personnes physiques, des PME ou des autorités locales, y compris des municipalités;

⁴⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

- dont l'objectif premier est de fournir des avantages environnementaux, économiques ou sociaux à ses actionnaires ou à ses membres ou en faveur des territoires locaux où elle exerce ses activités, plutôt que de rechercher le profit;

Si l'intérêt économique pour la collectivité du stockage sans réinjection sur les réseaux dédié à l'autoconsommation individuelle est faible, cela peut changer pour les communautés d'énergies renouvelables ou ensemble de consommateur produisant de l'électricité photovoltaïque qui sont rassemblées autour d'un même site (les communautés renouvelables n'ayant aucune contrainte de connexité / proximité électrique ou géographique à priori) dans le cadre d'un projet en autoconsommation collective, définie selon l'article L315-2 du code de l'énergie : « L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels. »⁴⁸.

En effet, par rapport à un consommateur individuel, un ensemble de consommateurs (a) bénéficient d'effet d'échelles réduisant les coûts d'achat d'équipement et (b) ont à priori un accès plus aisé au marché de l'électricité qu'un ménage particulier. Dans ce cas d'étude, il est donc supposé que l'opérateur du stockage peut acheter de l'électricité de manière dynamique sur les marchés à la différence du ménage individuel représenté dans le cas d'étude du stockage pour l'autoconsommation individuelle. En revanche, il est supposé que l'installation de stockage ne peut pas injecter sur le réseau électrique⁴⁹.

L'analyse présentée dans ce cas d'étude se base sur la simulation de 5 immeubles récents en autoconsommation collective, chauffés à l'aide d'une pompe à chaleur et constituée d'environ 100 ménages. Leur consommation d'électricité annuelle s'élève à 650 MWh et leur installation photovoltaïque est de 300 kW. Dans ce cas d'étude sont étudiées deux configurations : la première où l'installation de stockage est pré-dimensionnée (100 kW/400 kWh/90%), et la seconde où la communauté énergétique choisit l'installation de stockage optimale d'un point de vue socio-économique, en prenant en compte un premium sur l'autoconsommation.

Système de stockage pré-dimensionné

Le cas d'étude de cinq bâtiments en autoconsommation collective a été modélisée dans les différents scénarios, en 2030 et 2050, avec et sans la batterie. Au-delà des purs résultats économiques, le fait que la batterie puisse à la fois absorber des surplus solaires et acheter au bon moment de l'électricité entraîne plusieurs comportements de l'équipement selon les saisons :

⁴⁸ Extrait du texte qui peut être trouvé au lien suivant :

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000032939883/

⁴⁹ Comme pour un stockage couplé à de l'autoconsommation individuelle, un stockage couplé à de l'autoconsommation collective qui peut réinjecter sur les réseaux présente la même valeur marginale pour la collectivité que le stockage centralisé.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

- En été la batterie est capable d'absorber les surplus solaires de sorte à les injecter sur l'installation associée durant la nuit.
- En hiver la production solaire est souvent inférieure à la demande. Il est donc impossible pour la batterie d'absorber les surplus. Elle peut cependant acheter de l'électricité au réseau à n'importe quel moment et délivrer cette électricité à l'installation sur les périodes de prix élevés.

Ces comportements sont visibles dans les graphiques suivants :

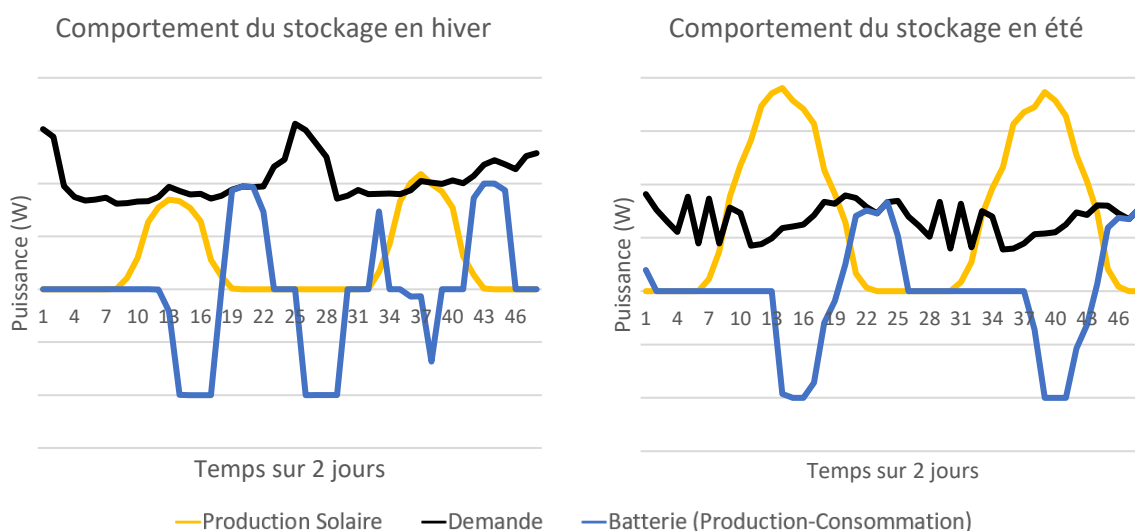


Figure 32 - Comportement des batteries couplées à l'installation photovoltaïque en hiver (à droite) et en été (à gauche)

En hiver à la fois la demande électrique est trop importante et la production photovoltaïque trop faible pour que la seule batterie puisse répondre à la demande à tout moment. Ici, l'installation de batterie ne permet pas de se passer d'un raccordement réseau dimensionné à la pointe (c'est-à-dire de raccorder moins de puissance que dans une configuration sans batterie) sans risquer une impossibilité de répondre à la demande aux périodes de pointe. Ce résultat s'inscrit dans le contexte d'un producteur PV seul, avec un profil de consommation standard⁵⁰, avec une batterie de quatre heures⁵¹. Aussi, le stockage en autoconsommation⁵² permet des économies de réseaux de manière très situationnelles, et ces économies ne doivent pas représenter la motivation principale du développement de cette solution de stockage.

A la marge des scénarios étudiés, la valeur marginale d'arbitrage + capacitaire est inférieure aux coûts annualisés : elle est de l'ordre 30% des coûts en 2030 (exceptés pour le scénario Prix élevés où ils sont

⁵⁰ On pourrait imaginer des cas d'étude d'autoconsommation collective avec plus de moyens de production et/ou plus de contrôle sur leur demande, mais ce genre de cas d'étude n'est pas étudié dans PEPS5, car moins standard.

⁵¹ Augmenter significativement la taille de la batterie permettrait de réaliser des économies réseaux en garantissant une sécurité d'approvisionnement identique à un raccordement réseau, mais cela représenterait un coût supérieur aux économies réalisées, sauf configuration exceptionnelle.

⁵² Le même raisonnement s'applique pour le stockage couplé à l'autoconsommation individuelle.

de 16k€/MW/an pour des coûts de 24k€/MW/an) et de 40% des coûts en 2050. En ce qui concerne l'autoconsommation collective, le stockage n'est donc pas nécessaire dans les scénarios modélisés, mais il est significativement plus intéressante qu'une batterie utilisée pour du stockage individuel, car moins contraint opérationnellement, et représente donc une meilleure opportunité du développement du stockage décentralisé. De plus, cet équipement permet une plus grande autoconsommation, en faisant passer l'autoconsommation du PV de 68 à 84% dans tous les scénarios.

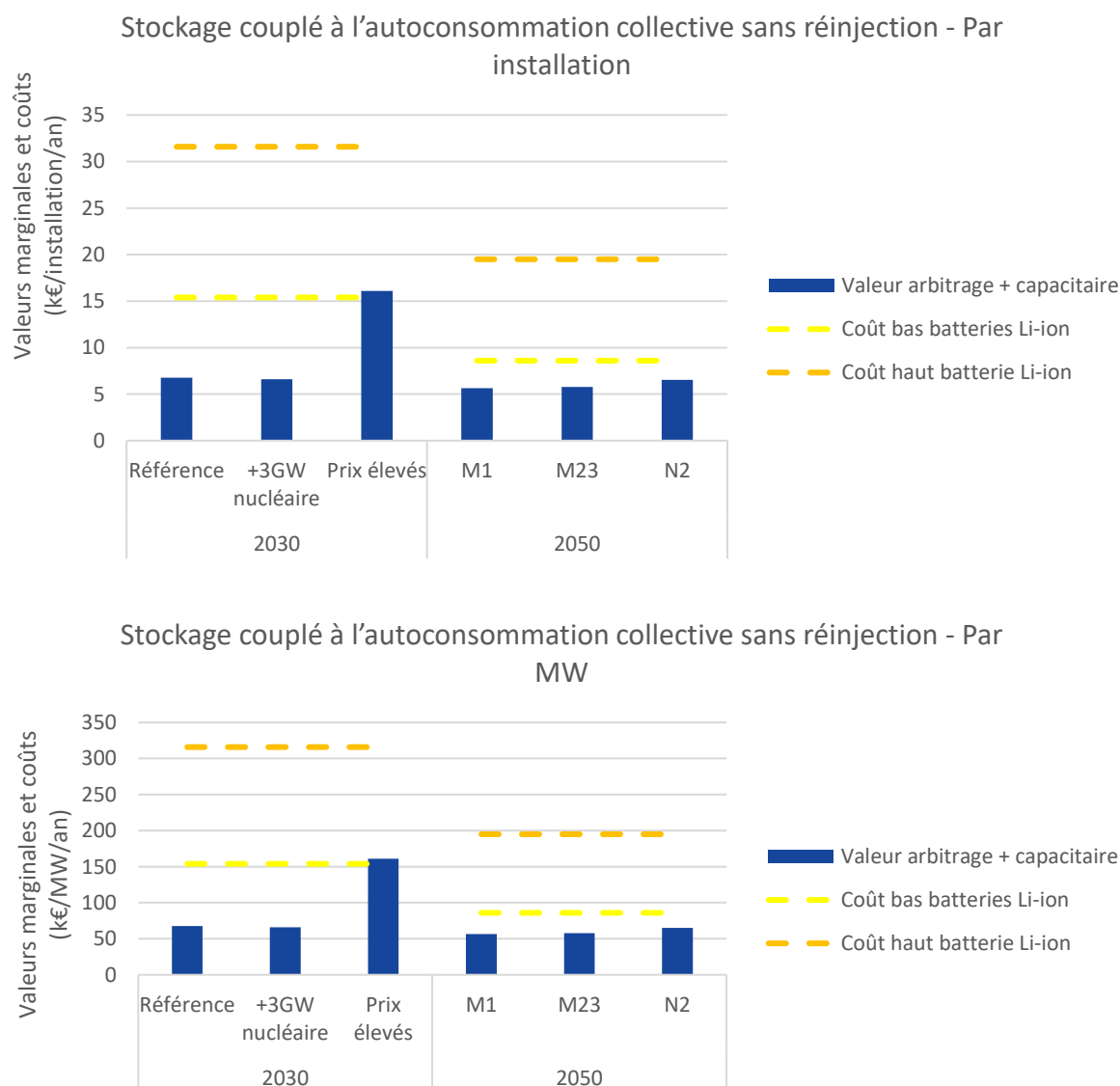


Figure 33 - Comparaison des valeurs marginales (arbitrage + capacitaire) et des coûts du stockage en autoconsommation collective sans réinjection en fonction du scénario, pour une installation et normalisé

Les émissions de CO2 évitées pour un tel système n'ont pas été évaluées dans PEPS5, mais seront par construction entre les émissions évitées par une installation de stockage couplée à de l'autoconsommation individuelle et celles évitées par un stockage centralisé de 4h.

Système de stockage optimisé avec premium sur l'autoconsommation

Si le prédimensionnement proposé ci-dessus ne présente pas un intérêt économique direct à la marge des scénarios modélisés, il est possible qu'un autre dimensionnement soit plus pertinent, au moins du point de vue du porteur du projet (et pas du point de vue collectif), en particulier dans le cas où un premium est accordé à l'autoconsommation via une subvention dédiée, ou dans le cas où le porteur de projet accepte d'être déficitaire pour plus autoconsommer. La figure ci-dessous montre la capacité optimale de stockage installée (après comparaison entre plusieurs durées avec l'outil d'optimisation, les coûts d'investissement ont été pris à partir d'une valeur moyenne des batteries Li-ion de capacité de stockage d'une heure) en fonction du premium fixé à l'énergie autoconsommée.

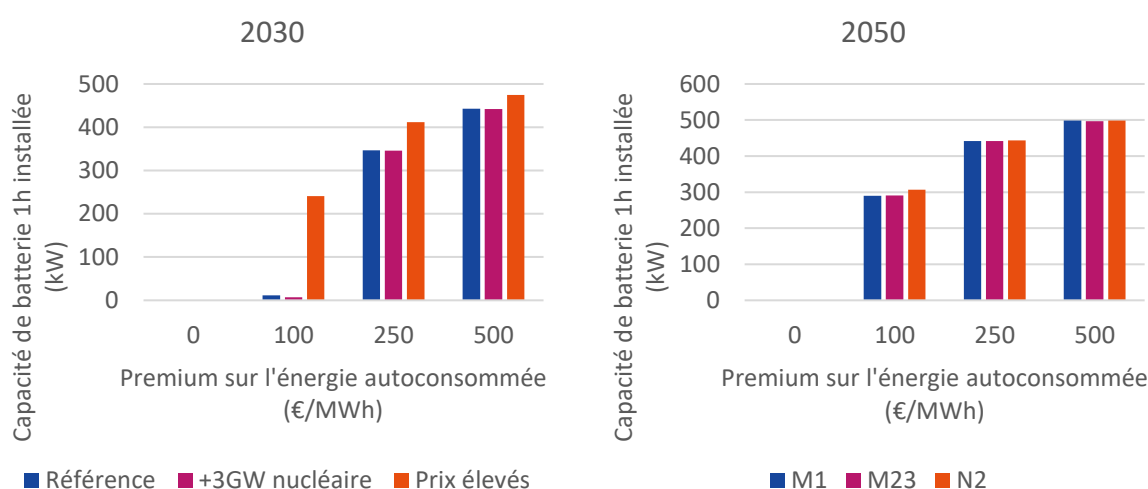


Figure 34 - Capacité installée de batteries en fonction du premium à l'énergie autoconsommée

Ainsi, le stockage pour l'autoconsommation collective sans réinjection présente un intérêt économique du point de vue des porteurs de projets pour des premiums à l'énergie autoconsommée de plus de 100€/MWh pour les scénarios de référence en 2030, à l'exception du scénario « Prix élevés » où un premium de 100 €/MWh suffit à justifier l'installation de stockage. En 2050, un premium de 100€/MWh est toujours suffisant pour que le stockage présente un intérêt économique. Dans les deux cas, le premium doit être conséquent pour pousser au développement des projets de stockages, ce qui indique que, en marginalité des scénarios modélisés, cette configuration de stockage doit être supportée financièrement par les pouvoirs publics ou par les citoyens si elle souhaite se développer à grande échelle.

2.4.4 Enseignements

Pour le stockage couplé à de l'autoconsommation individuelle :

Dans le cas où la batterie ne permet pas une réinjection sur le réseau ni optimisation de l'achat d'électricité, **la valeur marginale pour la collectivité hors valeur réseau reste inférieure aux coûts d'installation** d'une batterie Li-ion dans l'intégralité des scénarios étudiés.

Si la batterie permet une réinjection sur le réseau et une optimisation de l'achat d'électricité, sa valeur marginale d'arbitrage + capacitaire est égale à celle du stockage centralisé, mais ses coûts sont plus importants.

Utiliser un stockage de manière dédiée à l'autoconsommation pour les individus **peut être pertinent économiquement seulement dans un contexte local** où la solution de stockage permet d'éviter de nouveaux coûts du réseau de distribution et à condition d'apporter un meilleur ratio coût/efficacité que le renforcement réseau.

La diminution d'émissions de CO₂ de cette configuration de stockage reste inférieure à celle du stockage centralisé à puissance équivalente.

Pour le stockage couplé à de l'autoconsommation collective sans réinjection sur le réseau :

Si l'installation de batteries couplées à une installation photovoltaïque permet d'améliorer le taux d'autoconsommation d'un ensemble de bâtiments en autoconsommation collective, **la diminution de la facture d'électricité due à l'ajout du système de stockage ne permet pas de compenser le coût supplémentaire** dû à son installation, sans incitation économique autre que le marché.

Pour que le stockage se développe dans cette configuration, il faudrait que le consommateur valorise le fait d'autoconsommer à une ou plusieurs centaines d'euros par MWh en 2030 et à un peu moins d'une centaine d'euros par MWh en 2050.

Dans la configuration étudiée, le rajout d'une batterie ne permet pas d'économiser un coût de raccordement d'un réseau dimensionné à la pointe hivernale.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

Tableau 12 - Bilan économique des différents modes de stockage couplé à l'autoconsommation étudiés dans PEPS5 par scénario

			Stockage 2h couplé à autoconsommation individuelle sans réinjection ni optimisation de l'achat d'électricité	Stockage 4h couplé à autoconsommation collective sans réinjection
2030	Coût moyen d'une batterie Li-ion de faible capacité (k€/MW/an)		125	235
	Référence	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (k€/MW/an)	8	68
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	7%	29%
	+3 GW Nucléaire	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (k€/MW/an)	10	66
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	8%	28%
	Prix élevés	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (k€/MW/an)	13	161
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	10%	69%
2050	Coût moyen d'une batterie Li-ion de petit volume (k€/MW/an)		75	140
	M1	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (k€/MW/an)	7	56
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	10%	40%
	M23	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (k€/MW/an)	3	58
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	4%	41%
	N2	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (k€/MW/an)	2	65
		Ratio entre valeur marginale et coût moyen	3%	46%

2.5 Batteries pour l'alimentation sans interruption

2.5.1 Description du cas d'étude

La résilience de l'alimentation en électricité est essentielle dans les grands sites industriels et tertiaires, comme les data center. Afin de garantir une alimentation sans interruption (typiquement en cas de black-out réseau), les gérants de sites s'équipent de systèmes souvent découpés en deux parties :

- Un équipement « UPS » permettant de garantir la continuité de l'alimentation instantanément après un incident et ainsi d'éviter l'extinction des machines critiques type serveurs. Cet équipement a une réactivité très importante (de l'ordre de la milliseconde), mais une capacité de stockage faible (une quinzaine de minutes). Cet équipement peut être typiquement une batterie au plomb.
- Un équipement « back-up » permettant de prendre le relai de l'équipement précédent pendant une durée plus longue. Cet équipement est moins réactif (quelques minutes à démarrer) mais peut fournir de l'électricité au site pendant une durée plus longues (quelques heures à plusieurs jours). Cet équipement peut être typiquement un générateur diesel.

D'autres systèmes répondant à des besoins d'alimentation sans interruption existent, comme des générateurs portatifs ou des batteries mobiles déployées lors de travaux de maintenance sur les

réseaux par exemple, afin d'assurer une continuité du service sur la partie du réseau déconnectée du réseau principal. En 2011 en France, il y avait 13 500 unités de plus de 200 kVA⁵³ dédiées à l'ASI.

Dans PEPS5, le choix a été fait de s'intéresser à une installation type data center, avec les propriétés suivantes (tirées de PEPS4 et mise à jour suite à des échanges avec experts). En particulier, la puissance de l'UPS est inférieure à celle du back-up, car on considère qu'un tiers de la demande du data center n'est pas à fournir instantanément et peut être reprise par le back-up (typiquement la climatisation). La durée de stockage de l'UPS est choisie à 15 minutes.

Tableau 13 - Caractéristiques de l'installation étudiée

Item	Paramètre
Demande du data center/Puissance du back-up (MWe)	2,7
Puissance de l'UPS (MWe)	1,8
Capacité de stockage UPS (MWh)	0,45

Les deux questions soulevées dans l'étude PEPS5 sont les suivantes :

- Une batterie Li-ion assurant et l'UPS et le back-up est-elle plus intéressante économiquement qu'une solution UPS plomb + back-up diesel standard ?
- Dans le cas où le choix des batteries Li-ion est fait, à quel point est-ce intéressant de faire participer les équipements d'alimentation sans interruption aux différents marchés de l'énergie (UPS à la réserve, et back-up à l'électricité), en surdimensionnant l'installation ASI ?

Le cas d'étude porte ainsi sur l'analyse des coûts d'installation entre les deux solutions d'ASI proposées. Elle concerne ensuite les revenus optionnels qui peuvent être générés en surdimensionnant la batterie Li-ion.

Dans ce cas d'étude, les coûts liés aux batteries Lithium-Ion, Plomb ainsi qu'aux générateurs diesel sont les suivants.

Tableau 14 - Coûts moyens associés aux batteries Lithium-Ion, Plomb et au générateur diesel

	2030				2050			
	CAPEX		OPEX fixes		CAPEX		OPEX fixes	
	k€/MW	k€/MWh	k€/MW/an	€/MWh/an	€/MW	€/MWh	€/MW/an	€/MWh/an
Batterie Li-Ion	60 - 130	250 - 470	2,6 - 3,4	0,9 - 1,3	50 - 80	170 - 313	2,3 - 2,9	0,8 - 1,1
Batterie Plomb	167,5	76	5	7,5	167,5	76	5	7,5
Générateur	1 500	-	50	-	1 500	-	50	-

⁵³ Etude de Ricardo-AEA pour la Commission Européenne sur les UPS, p61 de <https://www.eceee.org/static/media/uploads/site-2/ecodesign/lot-27-consolidated-final-report.pdf>

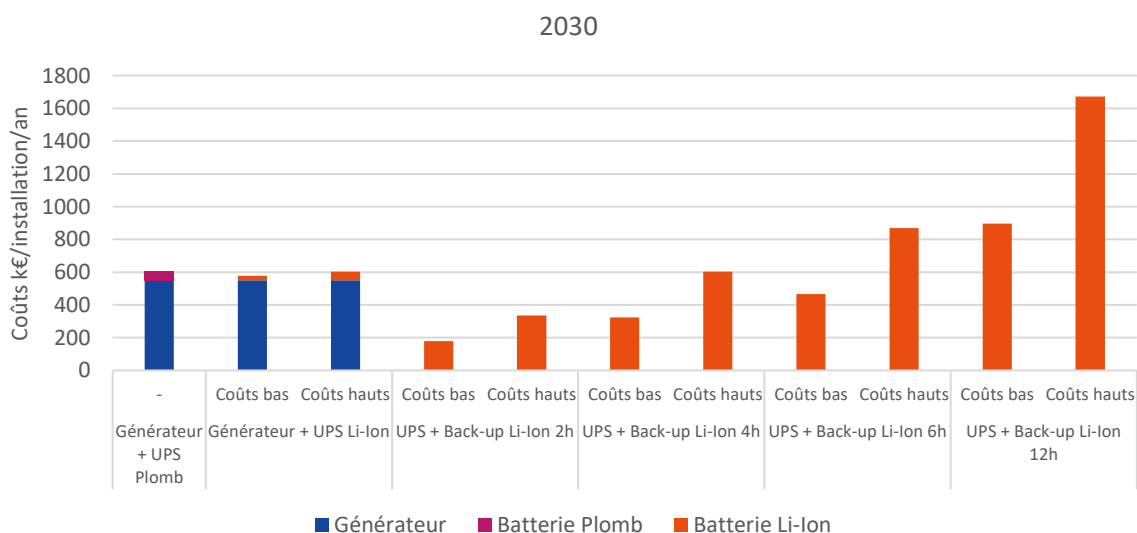
2.5.2 Des coûts d'installation pour les batteries Lithium-Ion inférieurs au plomb pour les UPS, mais seulement inférieurs au générateur diesel pour des back-up de courte durée

Trois configurations pour des durées de back-up allant de 2h à 12h sont distinguées dans cette comparaison de coûts :

- UPS Plomb + Back-up Diesel
- UPS Lithium-Ion + Back-up Diesel
- Batteries Lithium-Ion assurant à la fois l'UPS et le back-up

Avec les coûts considérés, l'UPS Li-ion est plus intéressant que l'UPS plomb du pur point de vue économique (en considérant un cout moyen sur la fourchette), en 2030 et surtout en 2050 grâce à la baisse importante des coûts de fabrication des batteries Li-ion.

Le choix d'un système Lithium-ion par rapport à un système neuf UPS Plomb + Back-up Diesel par un présente un intérêt économique tant que les besoins de durée de back-up sont limités (jusqu'à 4h en 2030 et jusqu'à 6h en 2050). Pour des durées de back-up de 4h, les économies de coûts sont de l'ordre de 150k€/installation/an pour le data center type (ou 56k€/MW/an pour un usage industriel en général). Au-delà de ces durées, la solution back-up à l'aide d'un générateur diesel (ou autre back-up décarboné - si les coûts sont équivalents) reste à privilégier d'un pur point de vue économique.



Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

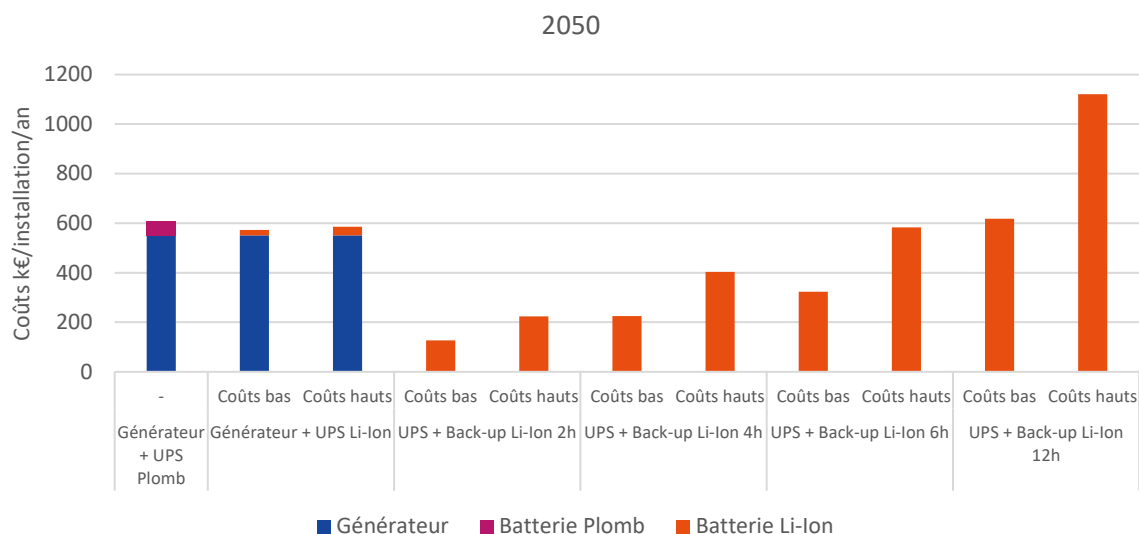


Figure 35 - Comparaison des coûts des différentes solutions d'alimentation sans interruption en 2030 et 2050, pour un nouvel investissement sur un site de 2,7 MW

Ainsi, pour un datacenter devant être en mesure d'assurer une continuité de service de plus de 6 heures, l'intérêt purement économique des batteries en back-up n'est pas avéré. D'autres facteurs peuvent cependant jouer comme l'environnement grâce aux émissions évitées du back-up diesel ou le bruit de l'installation.

Dans un autre registre que des sites industriels fixes, des batteries fournissant des services d'ASI mobiles peuvent présenter un intérêt par rapport aux générateurs, d'autant que les co-bénéfices bruits (si le service doit avoir lieu dans un milieu urbain) et environnementaux (si la solution est réutilisée de site en site) sont à priori plus importants qu'un site fixe.

2.5.3 L'intérêt de participer à la réserve dépend du scénario considéré

L'équipement UPS assurant la continuité de l'alimentation à court terme est peu utilisé dans un site robuste connecté à un réseau stable. Dans cette partie est étudiée l'opportunité économique d'ajouter une capacité de stockage de 15 minutes à un UPS Li-ion (la capacité de stockage initiale étant dédiée au site industriel) afin de participer au marché de réservation de capacité (à la hausse). Cela permet en particulier d'économiser les coûts en puissance qui sont déjà payés par l'opérateur du site. Les coûts d'adaptation du site pour participer au marché de la réserve (homologation, IT dédié etc) sont négligés.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

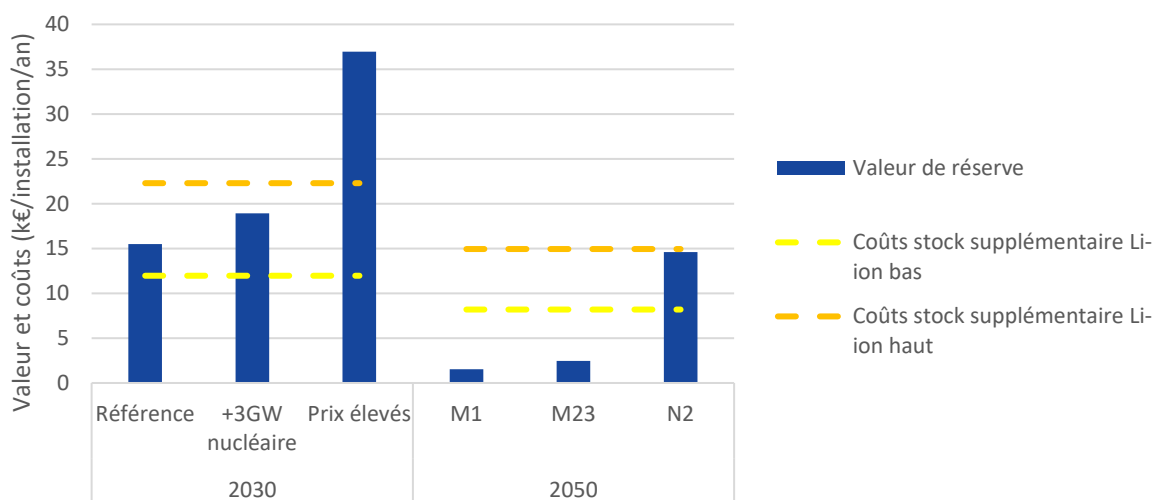


Figure 36 - Comparaison entre les revenus et coûts liés à la participation au marché de la réserve d'un surplus de stockage de 15 minutes sur batterie UPS

Il ressort des modélisations qu'ajouter une capacité de stockage de 15 minutes pour participer au marché de réservation de capacité (à la hausse) est pertinent en 2030 à la marge des scénarios notamment en cas d'hypothèse basse pour le coût Li-Ion, mais largement dépendant du mix énergétique en 2050 (revenu supérieur au coût dans le scénario N2 seulement présentant une valeur marginale de réserve plus importante étant donné la présence de moins de flexibilités pourvoyeuses de réserve dans ce scénario). De plus, le gisement de cet usage est restreint au besoin du marché de réserve.

2.5.4 L'intérêt de participer au marché de l'électricité dépend essentiellement des coûts des batteries, et est plus important pour des petits ajouts

L'équipement back-up assurant la continuité de de l'alimentation à moyen terme est peu utilisé dans un site robuste connecté à un réseau stable. Dans cette partie est étudiée l'opportunité économique d'ajouter une capacité de stockage à un back-up Li-ion (la capacité de stockage initiale étant dédiée au site industriel) afin de participer au marché de l'électricité. Comme pour l'ajout de capacité de stockage pour pouvoir participer à la réserve, cela permet d'économiser les coûts en puissance qui sont déjà payés par l'opérateur du site. Les coûts d'adaptation du site pour participer au marché de l'électricité (homologation, IT dédié etc) sont négligés.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

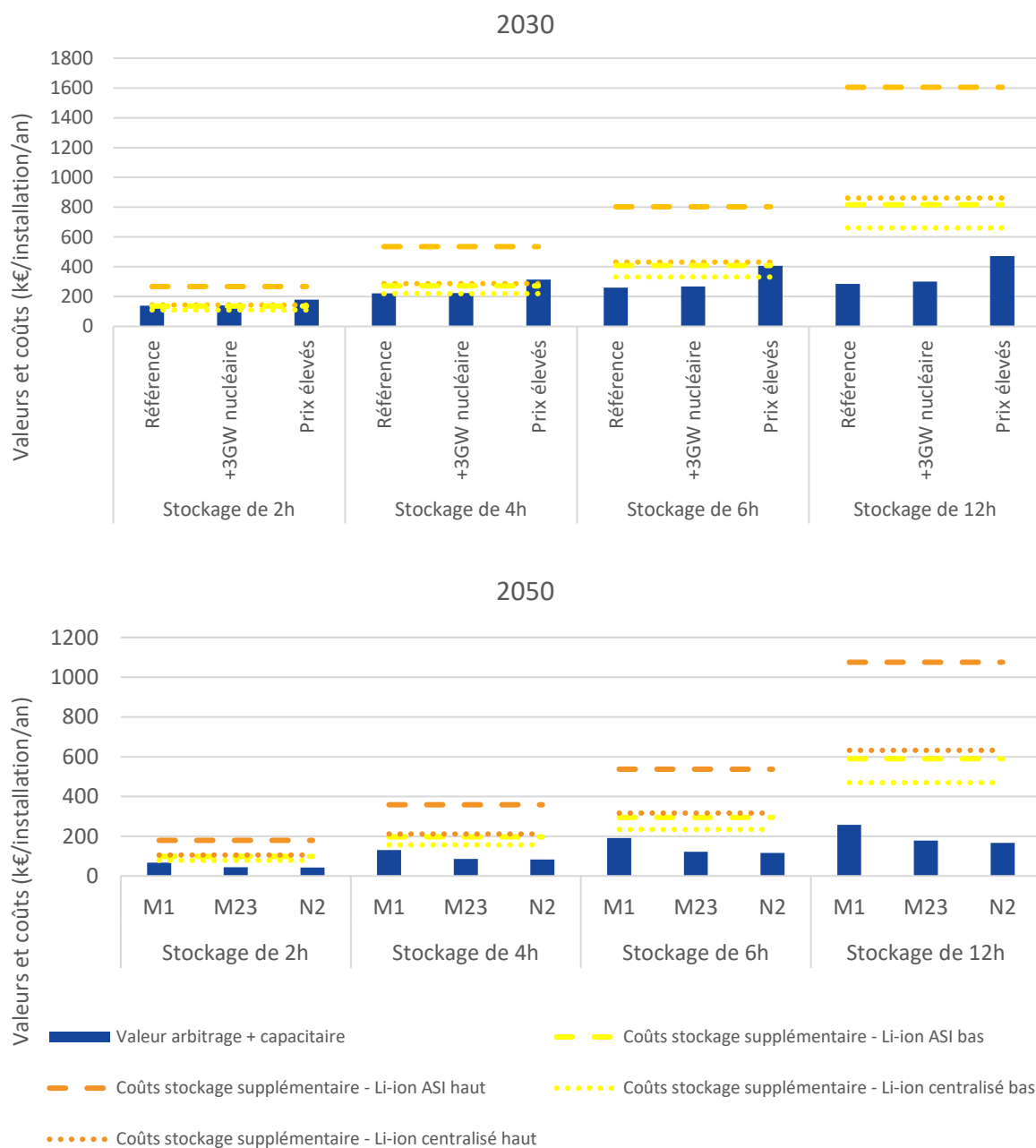


Figure 37 - Comparaison entre les revenus et coûts liés à la participation au marché de l'électricité d'un surplus de batterie de back-up en 2030 et 2050

Dans le cas d'un ajout d'une capacité de stockage afin de participer au marché de l'électricité, en 2030 à la marge du scénario de prix élevés, les valeurs marginales d'arbitrage + capacitaire des stockages supplémentaires de 2/4/6h dépassent le coût de batteries de stockage centralisé, et est globalement de l'ordre de grandeur des coûts dans les autres scénarios pour les petites capacités de stockage (2h/4h) qui bénéficient plus de l'économie de puissance de ce cas d'étude. En 2050, à la marge des scénarios étudiés ce rajout n'est pas intéressant au vu des capacités centralisées déjà installées.

En revanche, il pourrait être imaginé que ce genre de solution se développe dans le cadre de l'essor des stockages centralisés annoncé pour 2050 (pour rappel les capacités des batteries de 4 heures installées sont 21 GW pour M1, 13 GW pour M23 et 2 GW pour N2 – et entre 0,25 et 29 GW dans les scénarios ADEME), ce type de batterie étant (à la différence des batteries en autoconsommation par exemple, plus petites et détenue par des acteurs moins enclins à participer aux marchés de l'électricité) potentiellement aussi flexible que des batteries installées en stockage centralisée étant donné leur taille et leurs conditions d'installations.

2.5.5 Enseignements

Le remplacement d'installations d'alimentation sans interruption classiques (UPS batterie au plomb + générateur de back-up au diesel) par un système uniquement composé de batteries Lithium-Ion dédiée à l'ASI et au back-up (sans participation aux marchés de l'énergie) **est intéressant économiquement** à partir du moment où le back-up du site industriel doit assurer une sécurité d'approvisionnement de **moins de 6 heures**. Au-delà de 6h, l'installation de batteries Li-ion se révèle plus cher qu'un renouvellement de la solution classique UPS batterie + générateur de back-up au diesel.

Surdimensionner les batteries du système d'alimentation sans interruption permet de **participer aux marchés de la réserve et de l'électricité** en gardant une sécurité d'approvisionnement stable, tout en mutualisant les coûts d'électronique de puissance par rapport à un stockage centralisé. En marginalité des scénarios étudiés,

- la **participation à la réserve présente un intérêt économique en 2030** (notamment dans l'hypothèse d'un coût bas pour les batteries Li-Ion), **et en 2050 seulement dans le scénario N2**, fortement nucléaire et moins soumis à la concurrence des autres batteries sur le marché de la réserve (seules 2 GW de batteries Li-ion étant installées dans le scénario N2).
- dans l'hypothèse où les coûts des batteries ajoutées sont similaires à ceux des batteries installées en stockage centralisés (dans le cadre de grandes installations industrielles par exemple), **la participation au marché de l'électricité peut être intéressante pour la collectivité uniquement en 2030**, et en particulier dans le scénario coût élevés.
- dans les deux horizons, **il est préférable d'installer des stockages de courte durée** si l'on souhaite maximiser la rentabilité de l'installation supplémentaire, afin de maximiser l'usage du stockage supplémentaire en MWh étant donné que le coût de la capacité en MW n'est pas payé.

L'intérêt économique de ces solutions de stockage rentre toutefois **en compétition** avec la mission principale de l'ASI étant d'assurer la sécurité de l'installation, aussi les industriels ne sont pas naturellement incités à saisir ces opportunités qui sont aussi souvent éloignées de leurs activités classiques.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

**Tableau 15 - Bilan économique de différentes capacités de stockage rattachées à un ASI (avec coût batteries Li-ion ASI)
participant aux marchés de l'électricité étudiés dans PEPS5 par scénario**

		Stockage supplémentaire - 2h	Stockage supplémentaire - 4h	Stockage supplémentaire - 6h	Stockage supplémentaire - 12h
2030	Coût moyen d'installation d'un stockage Li-ion ASI supplémentaire, sans coût puissance (k€/installation/an)	206	411	617	1233
	Référence	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	140	222	260
		Ratio entre valeur marginale et coût	68%	54%	42%
	+3 GW Nucléaire	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	141	224	268
		Ratio entre valeur marginale et coût	69%	54%	43%
	Prix élevés	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	180	315	406
		Ratio entre valeur marginale et coût	87%	77%	66%
2050	Coût moyen d'installation d'un stockage Li-ion ASI supplémentaire, sans coût puissance (k€/installation/an)	139	278	416	833
	M1	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	67	130	191
		Ratio entre valeur marginale et coût	48%	47%	46%
	M23	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	44	85	122
		Ratio entre valeur marginale et coût	32%	31%	29%
	N2	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	43	82	117
		Ratio entre valeur marginale et coût	31%	30%	28%

2.6 Stockage électrique en ZNI

2.6.1 Description du cas d'étude

Les conclusions sur le stockage électrique présentées plus haut sont associées au contexte métropolitain. En France, les zones non interconnectées (ZNI) présentent à la fois des mix de production différents, des coûts de production non identiques à celui de la métropole et une offre de flexibilités naturellement moins développée car ne contenant pas d'accès à un grand réseau interconnecté, et l'impact du stockage d'électricité n'est pas identique.

Dans PEPS5 sont étudiés la pertinence du stockage électrique dans trois cas de figure : pour le stockage centralisé pour l'arbitrage, pour le stockage centralisé pour la réserve et pour une installation couplant un moyen de production photovoltaïque et une solution de stockage dédiée.

Mix électrique étudié

L'étude PEPS4 étudiait un système électrique largement inspiré de l'île de la Réunion. Dans PEPS5, le système électrique étudié s'est inspiré de la Martinique en modélisant l'année 2033 selon deux scénarios construits sur la base du bilan prévisionnel (BP) de EDF SEI 2019-2021⁵⁴ :

- Le scénario « Azur » tiré directement du BP (transition énergétique mise en œuvre à un rythme soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario haut de l'INSEE qui tire la consommation d'électricité vers le haut) revu légèrement à la hausse pour la géothermie et à la baisse pour l'éolien. Sa consommation d'électricité est de 1,46 TWh annuel en 2033 contre 1,5 TWh en 2019.
- Un scénario « Mixte » mélangeant les scénarios du BP Azur (présenté ci-dessus) et Emeraude (transition énergétique à un rythme très soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario central de l'INSEE qui limite la hausse de la consommation d'électricité), avec une ambition moindre concernant la maîtrise de la demande et du déploiement des véhicules électriques intelligents, et revue à la baisse sur les capacités installées géothermales et éolienne. Sa consommation d'électricité est de 1,29 TWh annuel en 2033 contre 1,5 TWh en 2019. Ce scénario, place le stockage dans un contexte plutôt favorable pour lequel la production PV est importante, la demande n'est pas au plus bas et la flexibilité du parc VE est réduite.

Mix de production des scénarios ZNI

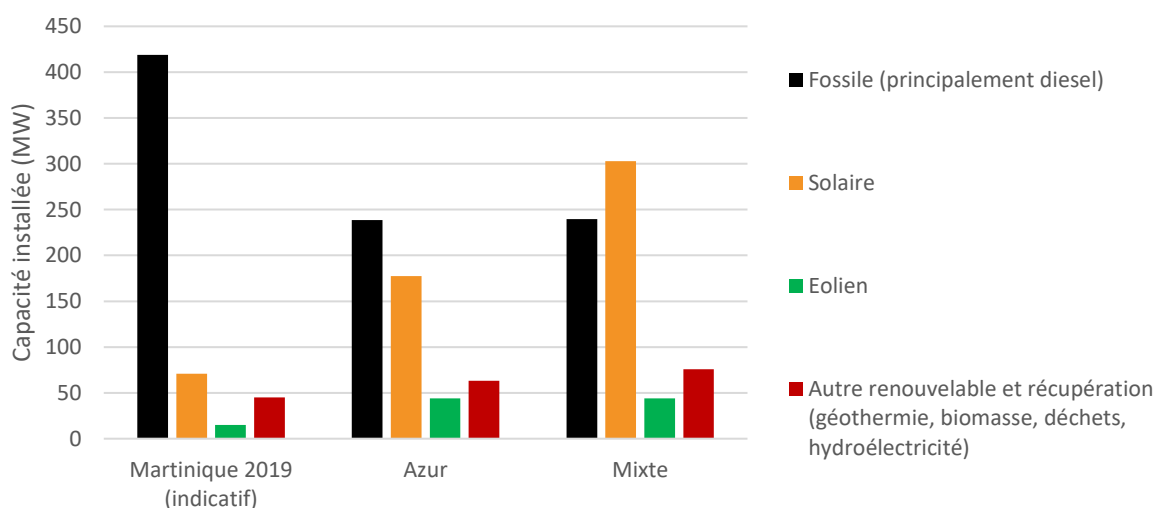


Figure 38 - Mix des scénarios ZNI utilisés dans PEPS5 (2019 mis à titre indicatif et non modélisé dans l'étude)

⁵⁴ BP2019-2020: https://www.edf.mq/sites/sei_mq/files/2022-05/edf_sei_bp2019_2020_martinique.pdf
BP2021: https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/SEI-BP/bp21-mar.pdf?_gl=1*vrvgdh*_ga*MTE3MzM4MTk1OC4xNjQ0Mzk2NzY2*_ga_1QS25N7SFP*MTY0NDQxNzg5MS4yLjEuMTY0NDQxODA2My4w&_ga=2.125081034.1776185351.1644396780-1173381958.1644396766

Les deux scénarios intègrent une batterie centralisée dédiée à l'arbitrage de 12 MW avec une durée de stockage de 1h, ainsi que d'une batterie de 5 MW dédiée à la réserve, pour un besoin de réserve total (pas de distinction entre les différents types de réserve pour ce cas d'étude) de 18 MW, fourni sinon par les centrales diesel. En plus de ces batteries, une partie des panneaux solaires modélisés sont équipés d'installations de stockage dédiées⁵⁵, pour un total de 13,75 MW de batteries 2h dans le scénario Azur et de 23,5 MW de batteries 2h dans le scénario Mixte⁵⁶. Les véhicules électriques fournissent aussi de la flexibilité au système électrique en étant modélisés à 40% en smart charging dans les deux scénarios, sachant que le scénario Azur comporte 83% de véhicules électriques de plus que le scénario Mixte.

Les prix des combustibles et du CO2 ont été pris dans le TYNDP2020, soit 73,8 €/MWh PCI pour le diesel et 27 €/tCO2 pour le CO2⁵⁷. Avec ces hypothèses, le coût variable de production⁵⁸ en 2033 d'une centrale diesel d'efficacité 35% est entre 200 et 300 €/MWh. Il est supposé dans l'étude que les technologies renouvelables et de récupération ont un coût de production négligeable comparé à celui des énergies fossiles.

Contrainte de sûreté spécifique au cas d'étude

Une différence notable entre la métropole et les ZNI est que ces dernières sont susceptibles d'avoir des parts de renouvelable variable (solaire et éolien) déjà très importantes en 2033, ce qui peut entraîner des problématiques de sûreté sur le réseau électrique, ces énergies étant interfacées par électronique de puissance⁵⁹. Par rapport aux modèles métropolitains, la modélisation intègre donc une contrainte de sûreté : pour toute heure de l'année h est vérifiée l'équation

$$Production\ solaire_h + Production\ éolienne_h - Consommation\ stockage_h \leq \tau \times Demande_h$$

⁵⁵ Plusieurs appels d'offres ont été lancés par la DGEC et instruits par CRE pour des fermes photovoltaïques couplées à des installations de stockage. Les lauréats de ces appels d'offres bénéficient d'un contrat qui leur garantit un tarif de rachat pour une période donnée, et une majoration optionnelle à 200€/MWh sur un créneau de deux heures à la pointe défini pour chaque territoire. Les installations candidates doivent installer plus de 0,5 kWh de stockage et 0,5 kW de puissance en injection par kW de puissance photovoltaïque installée.

⁵⁶ Ces batteries sont utilisées par le producteur d'énergie renouvelable pour optimiser son programme de manière locale, sans être disponibles pour une optimisation économique globale par le gestionnaire du système public. Cette différence n'a pas pu être intégrée dans la modélisation PEPS5 des scénarios 2033, qui traite ces batteries liées au photovoltaïque de la même manière que les batteries centralisées dédiées à l'arbitrage, à la différence qu'elles ne peuvent se charger que via la production photovoltaïque.

⁵⁷ Prix du TYNDP2020 en 2030 disponibles p48 de https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf, avec « light oil » pour le diesel.

⁵⁸ Les coûts de production indiqués ici intègrent les coûts opérationnels (coûts variables et coûts du combustibles) lors de la production d'un MWh électrique mais pas les coûts d'investissement des centrales.

⁵⁹ Si les unités de production EnR variables ne fournissent pas certains services au système électrique, les installations de stockage peuvent fournir des services allant d'un appui à l'inertie au « Grid Forming » car elles sont dotées d'une très grande réactivité, toutefois ce sujet n'a pas été étudié dans PEPS5. L'intégration de ces services (testés par certains acteurs, entre autres sous l'appellation « inertie synthétique », notamment sur des systèmes continentaux) nécessite cependant une analyse fine du comportement du système, notamment en termes de besoins d'appui de machines tournantes.

Cette contrainte implique comme hypothèse forte que les productions éoliennes et solaires qui ne sont pas directement consommées par des stockages sont écrêtées à partir d'une certaine production, fixée à un pourcentage de la demande électrique de la ZNI τ , avec deux variations dans l'étude :

- **Forte contrainte de sûreté** avec $\tau = 45\%$ représentant un cas où la sûreté du système est en risque lorsque le taux d'insertion instantané des EnR interfacées par électronique de puissance dépasse 45 % de production totale.
- **Pas de contrainte de sûreté** avec $\tau = 100\%$ représentant un cas où des solutions techniques sont mises en œuvre pour lever cette contrainte de sûreté.

Dans les contextes de référence, la contrainte de sûreté se traduit en particulier par un écrêtement important lors des périodes de forte production solaire (dans la mesure où il est fait l'hypothèse forte d'une limitation systématique en cas de dépassement du seuil), comme illustré ci-dessous. Le seuil inscrit dans les textes (actuellement 35%) correspond à un seuil au-dessus duquel le gestionnaire du système électrique peut, si la sûreté du système est en risque limiter la production interfacée par électronique de puissance. Cette limitation n'est pas systématique et dépend des conditions d'exploitation du système électrique. En 2033, si les conditions technico-économiques sont remplies, ce seuil pourra être porté au-delà de 45% pour assurer l'insertion des EnR interfacées en toute sûreté, comme c'est le cas dans certains pays. Ainsi, à parc EnR constant, la valorisation économique marginale du stockage dans ce cas « avec contrainte de sûreté » (hypothèse d'une limitation systématique du taux EnR, contre une limitation non-systématique sur le terrain) correspond à une borne haute de la valorisation économique marginale du stockage en ZNI. Autrement dit, plus la « contrainte de sûreté » est importante, plus le stockage a une valeur marginale importante.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

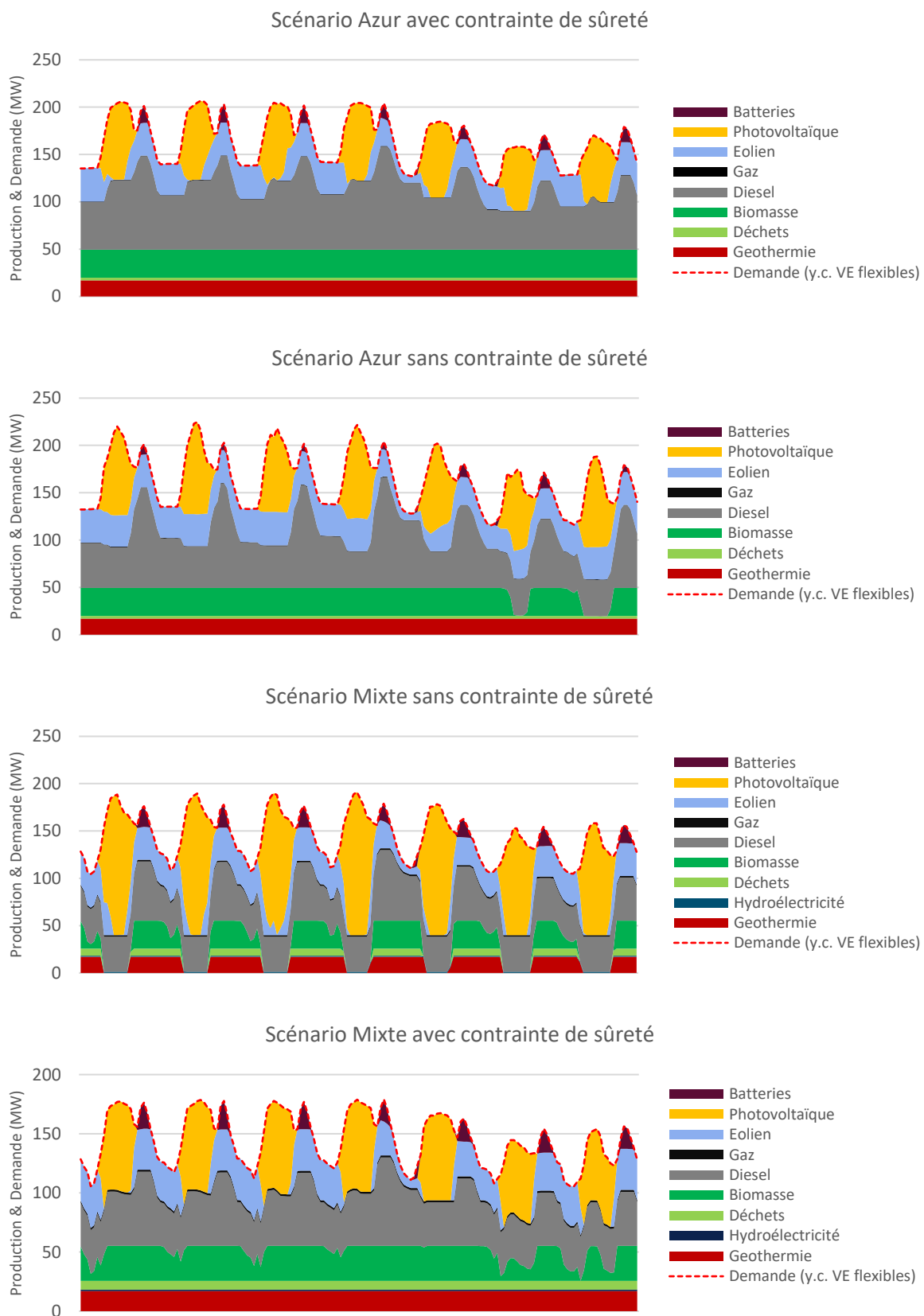


Figure 39 - Exemple d'une semaine de production en février dans les deux scénarios avec les deux contraintes de sûreté

Méthodologie du cas d'étude

La valeur incrémentale du stockage est déterminée en réalisant une variation de la capacité de stockage installée pour plusieurs durées/efficacité de stockage, selon le tableau suivant. Les capacités ont été choisies pour ne pas trop s'éloigner des hypothèses initiales des scénarios modélisés.

Tableau 16 - Méthodologies d'analyse utilisées pour les différents types de stockage en ZNI

Fonction du stockage, durée du stockage, efficacité	Méthodologie d'analyse
Centralisé dédié arbitrage, 1h, 90%	Etude des coûts et émissions sur des variante (0 et 24 MW) de la capacité installée de base dans les scénarios (12 MW)
Centralisé dédié arbitrage, 2h, 90%	Etude des coûts et émissions sur des variante (6 et 12 MW) de la capacité installée de base dans les scénarios (0 MW)
Centralisé dédié arbitrage, 4h, 90%	Etude des coûts et émissions sur des variante (6 et 12 MW) de la capacité installée de base dans les scénarios (0 MW)
Centralisé dédié arbitrage, 6h, 90%	Etude des coûts et émissions sur des variante (6 et 12 MW) de la capacité installée de base dans les scénarios (0 MW)
Centralisé dédié arbitrage, 12h, 80%	Etude des coûts et émissions sur des variante (6 et 12 MW) de la capacité installée de base dans les scénarios (0 MW)
Centralisé dédié réserve	Etude marginale par comparaison avec un cas avec un MW installé supplémentaire

2.6.2 Le stockage très pertinent économiquement dans un scénario de RES ambitieux, et avec une forte valeur incrémentale en cas de contrainte de sûreté dans un scénario moins ambitieux en RES

Intérêt économique du stockage centralisé pour l'arbitrage

Les graphiques suivants comparent les coûts et les valeurs incrémentales d'arbitrage des batteries en stockage centralisé pour une taille de stockage variable et pour les deux scénarios et les deux contraintes de sûreté. Les coûts concernent les batteries Lithium-Ion dans le cas des stockages de moins de 12h et les batteries REDOX Vanadium pour les cas des stockages de 12h.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

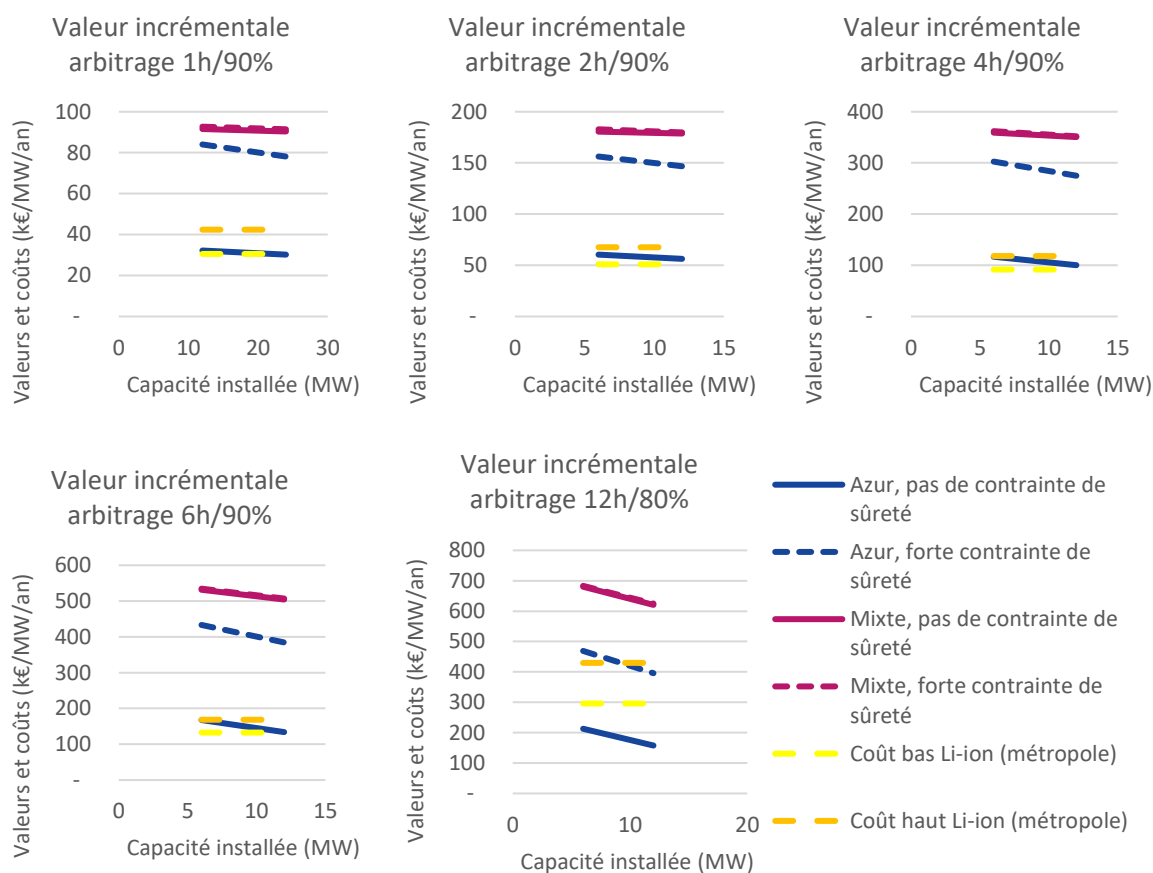


Figure 40 - Valeur incrémentale d'arbitrage pour plusieurs types de stockage centralisé et comparaison avec des coûts d'équipements pertinents (Li-ion pour 1h à 6h, REDOX Vanadium pour 12h)

Le scénario Mixte (en rouge ci-dessus, les courbes avec et sans contrainte de sûreté étant souvent confondues), caractérisé par de fortes capacités photovoltaïques est celui pour lequel la valeur incrémentale du stockage est la plus élevée. Les valeurs incrémentales d'arbitrage permettent systématiquement de compenser les coûts des technologies associées. L'impact de la contrainte de sûreté est très faible, car le dimensionnement limité du parc de stockage étudié conduit à des écrêtements de production renouvelable avec ou sans cette contrainte. Pour les courtes durées (1h, 2h) cela se traduit par une valeur incrémentale quasi constante du stockage lorsque la capacité installée augmente. Cette valeur incrémentale est provoquée par le fait que le stockage permet de substituer des moyens de production à coûts variables élevés par des moyens de productions à coûts variables nuls.

Dans le scénario Azur (en bleu ci-dessus) deux constats sont faits. D'une part, en raison d'un faible ratio puissance EnR variable/ puissance pilotable la valeur incrémentale est globalement moins importante que dans le scénario Mixte et diminue plus rapidement en fonction de la puissance installée, et d'autre part la contrainte de sûreté joue un rôle très important dans la valorisation des stockages :

- Lorsqu'il n'y a pas de contrainte de sûreté, les stockages ont seulement une valeur incrémentale d'arbitrage. Du fait de la faible capacité renouvelable installée, la production EnR

variable, notamment PV n'excède jamais la demande et peut donc être injectée au réseau sans recours au stockage, mais certains jours de l'année le stockage permet de stocker plus d'énergies renouvelables et de récupération à très faible coût (biomasse, géothermie, déchets) pour remplacer une production au diesel plus tard dans la journée. La valeur incrémentale d'arbitrage est de l'ordre de grandeur des coûts de technologie associée pour les batteries Li-ion, et inférieure pour les batteries REDOX-Vanadium.

- Lorsqu'il y a une contrainte de sûreté, à certaines heures, la totalité de la production EnR variable ne peut être injectée au réseau. Les stockages permettent ici une injection différée qui accroît la part d'énergie renouvelable variable à faible coût en substitution du diesel onéreux. La valeur incrémentale d'arbitrage est supérieure aux coûts des technologies.

En conclusion, en cas de surplus marqué d'énergie renouvelable à faible coût, le stockage centralisé est toujours pertinent au-delà des 12 MW prévus dans les scénarios modélisés. Dans une configuration où les énergies renouvelables à faible coût sont moins développées, l'intérêt économique du stockage centralisé dépendra des contraintes de sûreté du réseau électrique de la ZNI. Dans tous les cas, le développement des EnR variables et notamment du solaire photovoltaïque est crucial dans la valorisation du stockage : dans des configurations majoritairement thermiques pilotables comme la Martinique en 2019 l'intérêt du stockage pour l'arbitrage n'est pas nécessairement avéré car le système peut directement absorber la production EnR variable et il y a peu d'opportunité d'arbitrage entre les coûts.

Intérêt économique du stockage centralisé pour la réserve

Le graphique suivant compare les coûts et la valeur marginale de réserve d'un MW de batteries en stockage centralisé dédié à la réserve pour les deux scénarios et les deux contraintes de sûreté. Les coûts concernent des batteries Lithium-Ion d'une durée de 30 minutes.

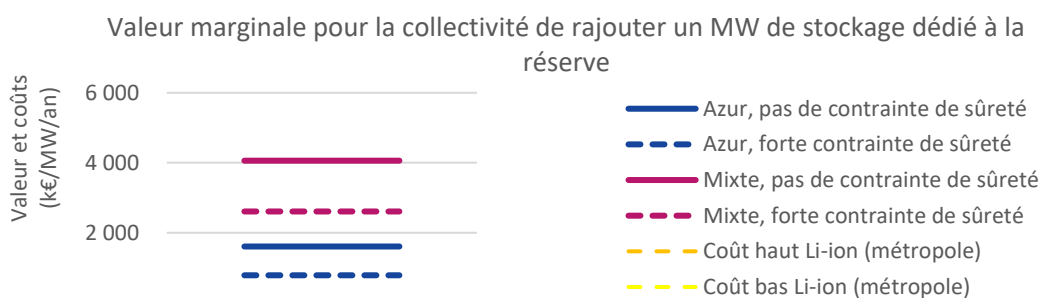


Figure 41 - Comparaison entre la valeur marginale pour la collectivité et les coûts d'un MW de batterie dédiée à la réserve en ZNI

Dans l'ensemble des cas modélisés, l'intérêt économique d'une batterie dédiée à la réserve est très marqué. Ce résultat, différent de ceux pour la métropole en 2030 ou 2050, s'explique par le fait que la

réserve ne peut être fournie que par les centrales au diesel⁶⁰. Ces centrales doivent être maintenues allumées et produire légèrement au-dessus de leur puissance minimale de fonctionnement de manière à pouvoir produire de la réserve à la hausse et à la baisse. Ainsi les batteries sont économiquement pertinentes pour la fourniture de réserve, même sans cumuler cette valeur marginale avec d'autres valeurs marginales potentielles pour les batteries centralisées, notamment capacité et arbitrage. Elles ont par ailleurs des temps de réponse compatibles avec les prescriptions techniques formulées par le gestionnaire de réseau, et peuvent libérer des capacités des centrales. En revanche, leur gisement économique est limité car il dépend des besoins de réserve.

Plus précisément, la différence de valeur marginale des batteries dédiées à la réserve entre les différents scénarios est due au fait que les durées annuelles où les centrales diesels fonctionnent en base uniquement à cause des besoins de réserve (sans les besoins de réserves, les centrales au diesel seraient remplacées par d'autres énergies moins chères) varient suivant le scénario de 200 heures (Azur avec contrainte de sûreté) à 4400 heures (Mixte sans contrainte de sûreté). Plus ces centrales sont contraintes à être en fonctionnement pour fournir de la réserve, plus la valeur marginale des batteries dédiées à la réserve est élevée.

En tout état de cause, il est pertinent d'ajouter du stockage pour apporter le service de réserve en substitution de moyens de production plus coûteux, dans la limite du besoin en réserve apporté par le stockage en ZNI. Des limitations techniques peuvent venir limiter ce potentiel économique. En effet, du fait de la petite taille des systèmes, la fréquence dans les ZNI est plus volatile que sur la plaque européenne, ce qui mènerait le stockage à réaliser un grand nombre de cycles s'il réglait la fréquence sans bande d'insensibilisation autour de 50 Hz. Cela conduirait à une durée de vie réduite, notamment pour les technologies électro-chimiques. Ainsi, une bande d'insensibilisation est généralement introduite, ce qui limite le gisement accessible aux technologies électro chimiques. Ce point n'a pas été analysé dans cette étude.

2.6.3 L'intérêt des installations couplant production et stockage de l'électricité doit être évalué au cas par cas

Les installations couplant production et stockage de l'électricité font ici référence à des installations de stockage couplée à une installation de production renouvelable, telle que définies par exemple pour la Famille 1 de l'appel d'offres de la CRE portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées⁶¹. Contrairement à un stockage centralisé piloté par le gestionnaire du système électrique, le stockage couplé est piloté directement par le producteur EnR avec des objectifs fixés par l'appel d'offres et différents d'un pilotage centralisé. En particulier, le stockage couplé est généralement utilisé pour ajuster les productions de l'installation « EnR + stockage » de manière à respecter les prévisions de

⁶⁰ C'est une hypothèse de modélisation dans l'étude réalisée.

⁶¹ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appels-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-et-situees-d>

production déclarées au gestionnaire et pour stocker des productions locales afin de les valoriser lors des 2h de pointes déterminées à l'échelle annuelle par le gestionnaire du système et spécifique à chaque ZNI (écrêtage). Par ailleurs, le stockage couplé est aussi utilisé pour lisser la production renouvelable, par exemple pour transformer la production solaire en une production dite « en trapèze » tel que définie dans les appels d'offres et simulé dans PEPS4, la rendant plus facile à intégrer dans le système par le gestionnaire du système. Par son positionnement, le stockage couplé en amont du point d'injection pourrait aussi permettre de diminuer la puissance de raccordement (par exemple en ne raccordant pas 100% de la puissance solaire installée, le stockage couplé pouvant absorber la production de pointe) et mutualiser celui-ci entre l'installation de production et l'installation de stockage, mais cette hypothèse n'a pas été étudiée dans PEPS5.

Cette utilisation du stockage, si elle a un intérêt pour le producteur, ne permet toutefois pas de tirer le maximum de bénéfice du stockage pour la collectivité. En effet, le pilotage de la même capacité de stockage par le gestionnaire de réseau permettrait de mieux valoriser les MWh de stockage, en bénéficiant de la vision de l'ensemble du système et du foisonnement de productions et de consommations, sans être contraint, comme l'est le stockage couplé, à stocker de l'énergie venant d'une seule source⁶².

L'intérêt économique du stockage couplé pour la collectivité est ainsi a priori plus faible que celui du stockage centralisé. Cependant, certaines considérations locales à examiner au cas par cas peuvent le rendre intéressant pour la collectivité par rapport à un stockage centralisé, dans certaines configurations (déjà le cas dans un projet Investissements d'avenir).

2.6.4 En situation de surplus EnR ou de contrainte de sûreté, le stockage permet d'économiser de grandes quantités de CO2 émises par les centrales thermiques

*L'analyse CO2 présentée ici correspond à un calcul des émissions de CO2 évitées par l'ajout d'un stockage ou d'une flexibilité à une situation de référence réalisé avec une méthodologie **marginale** ou **incrémentale**. Etant donné le mix très décarboné de la France, ces méthodologies sont vues par certains acteurs du domaine comme une borne haute des émissions évitées.*

Il convient également de noter que ces résultats ne sont pas valables pour des grandes capacités, varieraient avec d'autres parcs de production, pourraient dans la réalité se heurter à des obstacles pratiques (par ex. : vision imparfaite des acteurs) et ne sont pas additifs. Nous invitons le lecteur à se référer à la section 1.4.4 pour plus de précisions.

Les graphiques suivants décrivent les économies de CO2 apportés par le stockage, calculées en méthodologie incrémentale, en fonction de la taille de ce dernier et du scénario considéré, pour le

⁶² Pour les installations de stockage étant lauréates des appels d'offres solaire ZNI de la CRE, le soutirage à hauteur de 5% de la capacité installée d'EnR est possible, ce qui reste bien inférieur au soutirage possible pour un stockage centralisé (100% de la capacité du stockage).

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

stockage centralisé et le stockage dédié à la réserve. Le facteur d'émission pour le diesel (qui constitue la quasi-intégralité des émissions évitées) considéré ici est de 0,52 tCO₂/MWh PCS, soit après prise en compte de l'efficacité de la centrale 0,97 tCO₂/MWh électrique produit à partir de diesel.

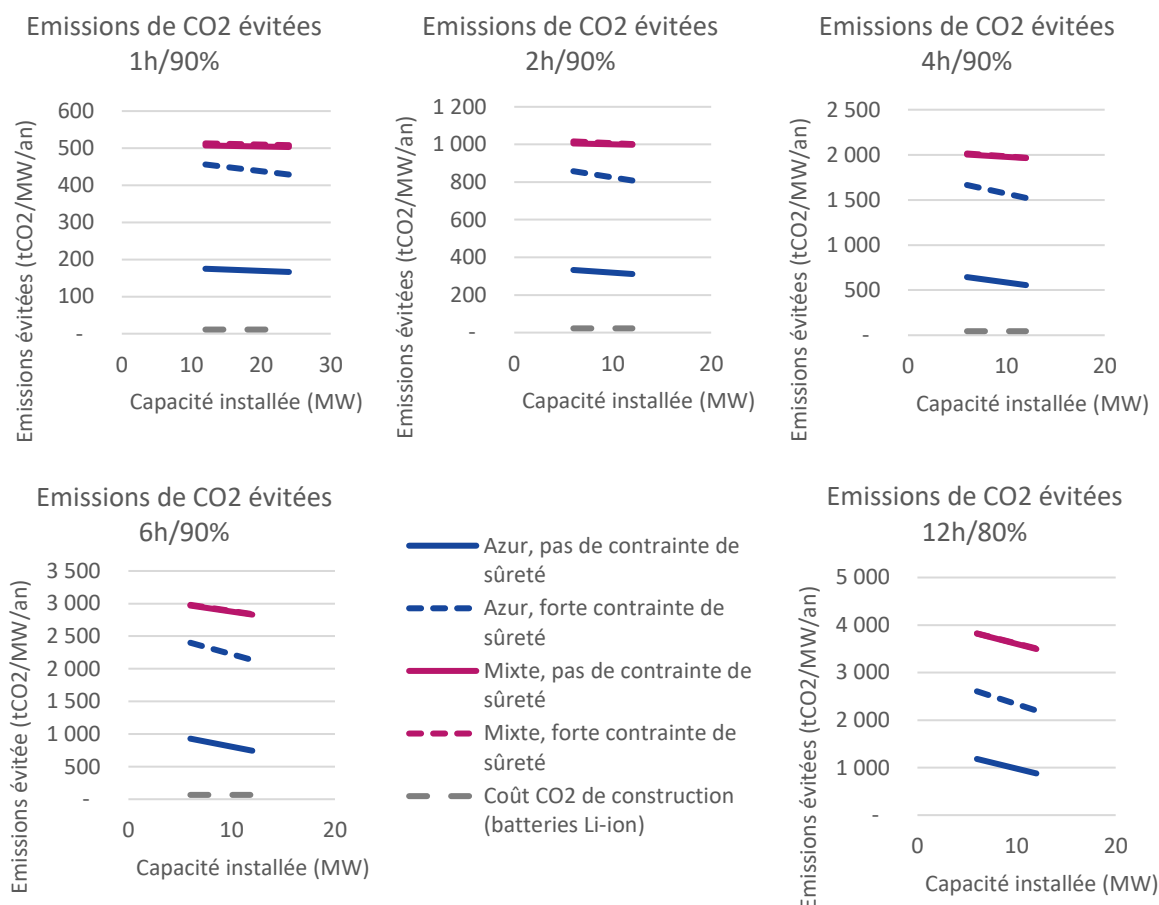


Figure 42 - Emissions de CO₂ évitées, en comptabilité incrémentale, pour plusieurs types de stockage centralisé et comparaison avec des coûts de CO₂ de construction Li-ion pour 1h à 6h.

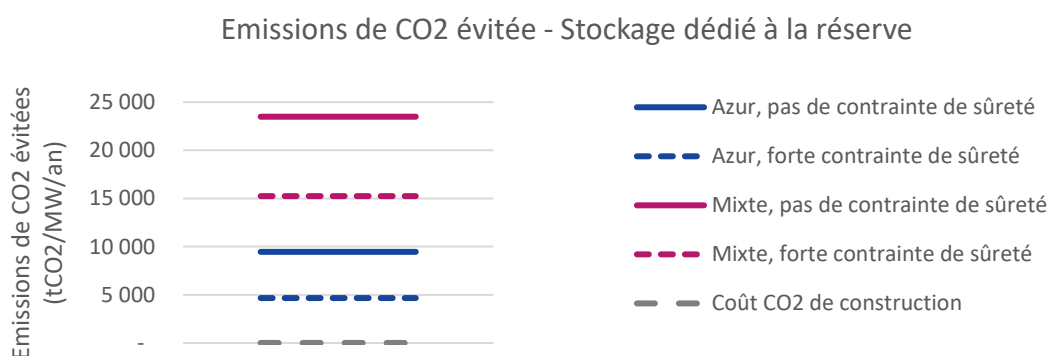


Figure 43 - Emissions de CO₂ évitées, en comptabilité marginale, grâce à l'installation d'un MW de batterie dédiée à la réserve.

Etant donné que la valeur marginale et incrémentale économique est surtout due aux économies de carburant pour les centrales diesel, qui font aussi des économies d'émissions de CO₂, les résultats en

termes d'émissions évitées de CO₂ sont très similaires aux résultats économiques présentés ci-dessus, car les MWh de centrale diesel remplacés par du solaire photovoltaïque représente entre 200 et 300 €/MWh d'économie en carburant et 0,97 tCO₂/MWh d'émission évitée.

En revanche, pour les stockages de moins de 6h, le coût CO₂ de construction d'une batterie Li-ion est largement inférieur au CO₂ évité. Du pur point de vue des économies de CO₂, le stockage avec des batteries Li-ion est ainsi pertinent dans toutes les configurations étudiées.

Plus précisément, la différence d'émissions évitées des batteries dédiées à la réserve entre les différents scénarios est due au fait que les durées annuelles où les centrales diesels fonctionnent en base pour satisfaire les besoins de réserve varient suivant le scénario de 200 heures (Azur avec contrainte de sûreté) à 4400 heures (Mixte sans contrainte de sûreté). Plus ces centrales sont contraintes à être en fonctionnement pour fournir de la réserve, plus les émissions évitées grâce aux batteries dédiées à la réserve est élevée.

2.6.5 Enseignements

Les ZNIs sont caractérisées par un **contexte de fort potentiel de déploiement des capacités de production renouvelable variables**, et de coûts de production de l'électricité plus élevés qu'en métropole. En tant que solution de flexibilité, les stockages s'avèrent donc être pertinents d'un point de vue économique et environnemental.

Dans le cas d'étude inspiré du système électrique de la **Martinique**, à la marge des scénarios modélisés **en 2033, les installations de stockage centralisées sont rentables** et justifiées en termes d'émissions de CO₂, que ce soit pour la réserve (dans la limite de la demande de réserve) ou l'arbitrage, car elles offrent la possibilité de substituer une énergie chère et carbonée par une énergie renouvelable peu coûteuse et sans émissions directes.

La valeur des stockages reste **dépendante de la structure du parc de production et des conditions de sûreté (besoin en inertie par exemple)** du système électrique considéré. Si le développement des énergies renouvelables variables n'est pas aussi rapide qu'attendu et que les conditions de sûreté ne sont pas remplies le stockage perd de l'intérêt.

Dans les scénarios modélisés, l'installation de stockage centralisé ou dédié à la réserve permet **d'économiser bien plus d'émissions de CO₂ que ce qui a été émis lors** de la construction d'une batterie Li-ion, si on s'en réfère à une méthodologie incrémentale d'évaluation des économies de CO₂ (voir section 1.4.4 pour plus de détails).

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage
d'énergie et du power-to-X

Tableau 17 - Bilan économique des différentes configurations de stockage pour la Martinique en 2033, par scénario et avec/sans contrainte de sûreté

			Réserve Li-ion	Centralisé 1h Li-ion	Centralisé 2h Li-ion	Centralisé 4h Li-ion	Centralisé 6h Li-ion	Centralisé 12h REDOX Vanadium
2033	Coût moyen d'installation (hors raccordement) (k€/MW/an)		32	36	59	105	151	363
	Azur, pas de contrainte de sûreté	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	1611	32	65	133	201	268
		Ratio entre valeur marginale et coût	Elevé, dans la limite du gisement	88%	109%	127%	134%	74%
	Mixte, pas de contrainte de sûreté	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	4061	92	209	368	559	740
		Ratio entre valeur marginale et coût	Elevé, dans la limite du gisement	251%	353%	351%	371%	204%
	Azur, contrainte de sûreté	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	789	84	166	330	482	542
		Ratio entre valeur marginale et coût	Elevé, dans la limite du gisement	230%	280%	315%	320%	149%
	Mixte, contrainte de sûreté	Valeur marginale (arbitrage + capacité) (€/installation/an)	2611	93	209	372	562	741
		Ratio entre valeur marginale et coût	Elevé, dans la limite du gisement	254%	352%	355%	374%	204%

3 Stockages thermiques

3.1 Synthèse des enseignements

La chaleur et le froid représentent une partie très importante du système énergétique d'aujourd'hui et de demain. Leur interconnexion croissante avec le système électrique est une opportunité pour trouver des gisements de flexibilités économiquement pertinents, liés notamment à une flexibilité intrinsèque plus forte (inertie thermique). Dans cette étude, les cas d'usage évalués concernent une production de froid ou de chaleur à partir d'électricité. Les stockages de chaud et de froid étudiés sont respectivement des stockages sensibles (dans un milieu liquide ou solide) et latents (basés sur le principe de fusion/solidification d'un matériau). En plus d'une valeur pour le système de froid/chaleur auquel ils sont connectés, le stockage peut apporter une valeur d'arbitrage ou capacitaire au système électrique, valeur qui a été quantifiée dans les analyses effectuées.

Dans les cas considérés, **l'ajout d'un stockage est globalement intéressant économiquement pour la collectivité** et ce même dans la configuration d'un système électrique équilibré, possédant déjà des flexibilités. Le Tableau 18 résume les caractéristiques principales et ratios valeurs/coûts en 2030 et 2050 pour l'ensemble des cas d'usages sur réseau et dans l'industrie. Ce ratio est défini ici comme le rapport entre les gains économiques liés à l'ajout du stockage et les coûts supplémentaires engendrés par son installation et son exploitation. Les valeurs résultantes sont toutes supérieures à 1 et dans la majorité des cas proches ou supérieurs à 2. A horizon 2050, un plus grand volume de flexibilités est déjà présent dans le système électrique induisant une plus grande compétitivité et ainsi des valeurs légèrement inférieures.

Tableau 18 - Récapitulatif des caractéristiques principales et valeurs des cas d'étude sur réseaux et dans l'industrie

	Cas réseau de chaleur		Cas réseau de froid	Cas chaud industrie	Cas froid industrie
Gisement (consommation électrique actuelle)	110 GWh		240 GWh	9 TWh	11 TWh
Technologie étudiée	Eau chaude atmosphérique	Pit storage	Stockage MCP eau	Stockage air/solide	Stockage MCP -10°
TRL	8-9	7-9	8-9	6-9	6-8
Capacité étudiée	2MW ; 8h <i>Cycle court</i>	2MW ; 200h <i>Cycle long</i>	5-20MW ; 8h <i>Cycle court</i>	0,5MW ; 4h <i>Cycle court</i>	2,3MW ; 0,75h <i>Cycle court</i>
Ratio valeur/coûts en 2030	>2	>2	>2	>2	>2
Ratio valeur/coûts en 2050	1,8 - 2	>2	>2	1,2 - 1,9	>2

L'intégration d'un stockage thermique entraîne deux postes d'économies principales : **la réduction des coûts d'achat d'électricité** et souvent **de la capacité installée du parc de production**. Lorsque les

capacités du parc de production sont augmentées, cela permet au stockage de faire plus d'arbitrage face aux prix de l'électricité et ainsi d'élever les gains en approvisionnement.

Les résultats économiques de ces investissements sont les meilleurs dans les scénarios 2030 et dans le scénario M1 en 2050, reposant fortement sur la production solaire, dans lesquels les prix de l'électricité ont une variabilité intra-journalière plus marquée. Ces configurations permettent aux stockages de réaliser de plus grands gains en approvisionnement, déplaçant une consommation aux heures de prix élevés à des heures avec des prix bien plus faibles. **Les stockages à cycle long** (de l'ordre de plusieurs jours) se révèlent tout aussi intéressants dans les autres scénarios où les besoins de flexibilité hebdomadaire ou saisonnière sont toujours marqués.

Pour permettre l'accès à ces gisements de flexibilités et leur emploi vertueux pour la collectivité, il serait nécessaire de mettre en place des **structures tarifaires adaptées** et **faciliter l'accès aux marchés aux acteurs qui le souhaitent**. En effet, les gains en approvisionnement seront optimaux si les acteurs ont la possibilité de piloter leurs moyens de flexibilité face à un signal prix à la maille la plus fine possible.

Dans les cas considérés, l'ajout d'un stockage permet toujours **de réduire les émissions de CO2 liés à la consommation d'électricité** (calculs effectués en analyse marginale, cf. section 1.4.4). Ces moyens de flexibilité permettent de stocker de la chaleur ou du froid produit avec de l'électricité décarbonée pour l'utiliser à des moments où la production via l'électricité nécessiterait un appel à des centrales carbonées en France ou en Europe. Dans un contexte de nécessaire réduction des émissions de gaz à effet de serre, les stockages représentent une opportunité très pertinente à court terme. Par ailleurs, le stockage thermique a **d'autres valorisation environnementale** que le CO2. Il pourrait permettre de réduire le nombre de groupe de production thermique et la quantité de fluide frigorigène associée dans le cas froid, améliorant d'autant plus le bilan environnemental de l'installation (éléments non quantifiés dans le cadre de cette étude).

3.2 Le stockage thermique face à un réseau de chaleur ou de froid

3.2.1 Description des cas d'étude

Deux cas d'étude ont permis d'évaluer l'intérêt économique et environnemental de l'ajout d'un stockage thermique sur un réseau de distribution de chaleur ou de froid.

Stockage dans un réseau de chaleur urbain nouvelle génération

Le premier cas d'étude s'intéresse à l'installation de deux moyens de stockage (à cycle court et à cycle long) sur un réseau de chaleur urbain, alimenté par une pompe à chaleur (PAC) comme présenté Figure 44. D'après le SDES, 45 réseaux de chaleurs urbains sont alimentés par des pompes à chaleur en France, ce qui représente 5% du gisement national et près de 358GWh de chaleur produite. Avec une hypothèse de COP de PAC industrielle de 3,2, le gisement de consommation électrique correspondant

est de 110 GWh. A noter que des aides existent pour l'ajout de stockages dans les réseaux de chaleur, notamment via le Fonds Chaleur de l'ADEME⁶³.

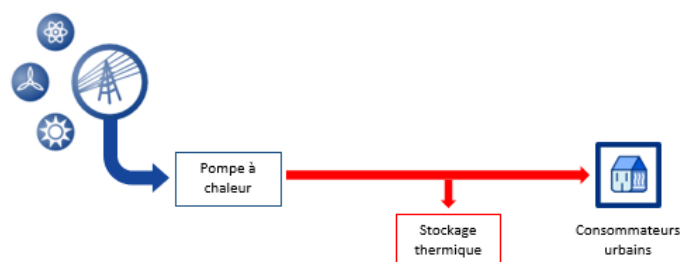


Figure 44 - Schéma de présentation du cas d'étude

Le réseau étudié est un réseau nouvelle génération, à savoir basse température, avec une température aller de 65°C et une température retour de 35°C. Il correspond à une consommation mêlant des bâtiments neufs et anciens, résidentiels et tertiaires. La demande annuelle considérée est de 40GWh avec une pointe de consommation de 14,2MW. Le profil est présenté Figure 45 et a été construit pour présenter une répartition des usages d'eau chaude sanitaire et de chauffage de 35%/65%.

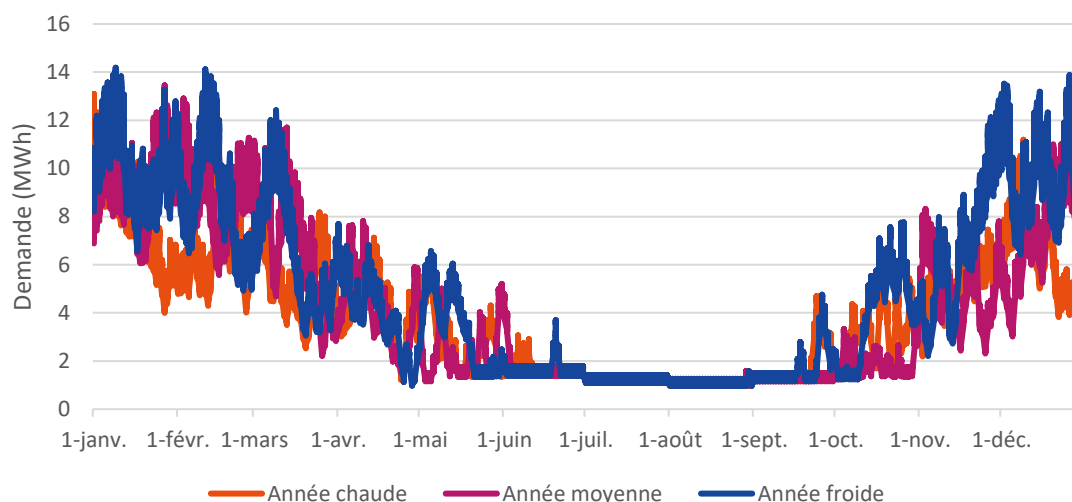


Figure 45 - Demande de chaleur du réseau de chaleur urbain étudié, projeté sur trois années climatiques

Deux moyens de stockage sont évalués en sortie de PAC :

- | Un stockage à cycle court de type eau chaude atmosphérique d'une puissance de 2 MW et d'une capacité de stock de 2h dont les caractéristiques technico-économiques sont présentées Tableau 19.
- | Un stockage à cycle long de type pit storage d'une puissance de 2MW et d'une capacité de stock de 200h dont les caractéristiques technico-économiques sont présentées Tableau 20.

⁶³ <https://expertises.ademe.fr/energies/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/produire-chaleur/fonds-chaleur-bref>

Tableau 19 - Hypothèses technico-économiques du stockage eau chaude atmosphérique considéré⁶⁴

Eau chaude atmosphérique	2030	2050
Capacité du stock (MWh)	16	
Puissance nominale de décharge (MW)	2	
Efficacité (%)	85%	
CAPEX (€)	960 000	
OPEX (€/an)	9 600	
Durée de vie (années)	30	

Tableau 20 - hypothèses technico-économiques du pit storage considéré⁶⁵

Pit storage	2030	2050
Capacité du stock (MWh)	400	
Puissance nominale de décharge (MW)	2	
Efficacité (%)	57%	
CAPEX (€)	344 000	
OPEX (€/an)	3 440	
Durée de vie (années)	30	

Le coefficient de performance (COP) de la pompe à chaleur est supposé constant, indépendamment de la température extérieure. Une telle hypothèse est acceptable pour des PAC industrielles de grandes puissances. Les caractéristiques technico économiques de la PAC sont présentées Tableau 21.

⁶⁴ D'après le CEA.

⁶⁵ D'après le CEA.

Tableau 21 - Hypothèses technico-économiques pour la pompe à chaleur industrielle⁶⁶

Pompe à chaleur industrielle	2030	2050
COP	3,15	3,3
CAPEX (€/MW)	830 000	
OPEX (€/MW/an)	4 000	
Durée de vie (années)	25	

Méthodologie : optimisation économique de la puissance installée du moyen de production (PAC industrielle) avec et sans stockage sur le réseau de chaleur afin de satisfaire la demande sur chaque pas de temps.

Hypothèses clés :

- | Un réseau présentant une demande de 40GWh et une pointe de consommation de 14,2MW
- | Alimentation du réseau par une PAC industrielle à COP constant
- | Un stockage à cycle court de type eau chaude atmosphérique (2MW, 8h de stock)
- | Un stockage à cycle long de type pit storage (2MW, 200h de stock).

Stockage dans un réseau de froid tertiaire

Ce second cas d'étude évalue la valeur d'un stockage sur un réseau de froid tertiaire dont la production est assurée par un groupe froid comme présenté Figure 46. En France, en 2019, 24 réseaux de froid français produisaient près d'1 TWh de froid sur l'année⁶⁷, avec 97% de ceux-ci alimentés par des groupes froids. Avec une hypothèse de COP de groupe froid à compression électrique de 4,2, le gisement de consommation électrique correspondant est de 240 GWh. Il est à noter que ces gisements actuels sont a priori très inférieurs à ce que l'on pourrait entrevoir dans un futur même proche du fait de l'émergence de la part de climatisation en France et de nouveaux réseaux.

⁶⁶ D'après le CEA.

⁶⁷ Via Sèva. (2022). *Les réseaux de froid urbains*.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

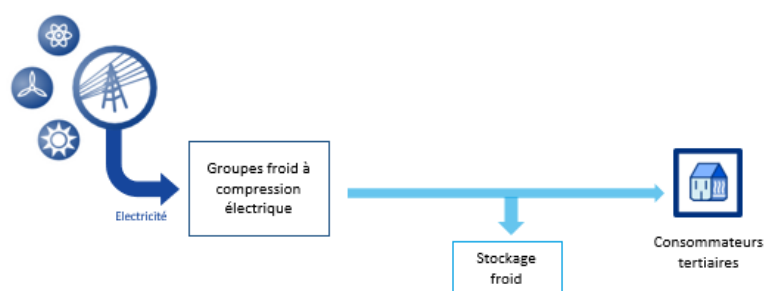


Figure 46 - Schéma de présentation du cas d'étude

Les besoins en froids associés sont variés :

- | Refroidissement de processus spécifiques :
- | Refroidissement de data centers ;
- | Refroidissement d'IRM, équipements médicaux de radiographie, etc.
- | Froid pour conditionnement d'air (conservation des œuvres, notamment dans les musées) ;
- | Refroidissement de condenseur de chambre froide (boucherie, traiteur, superette) ;
- | Refroidissement de grands magasins/ cinémas / salles de concert ;
- | Refroidissement d'installations électriques : TGBT/HT ; Locaux onduleurs ; etc.

Le réseau étudié correspond aux caractéristiques et volumes du réseau de froid de Bercy sur une année pré-Covid, à savoir une demande annuelle de 56 GWh et une pointe de consommation de 46 MW. Le profil de ce réseau est présenté Figure 47.

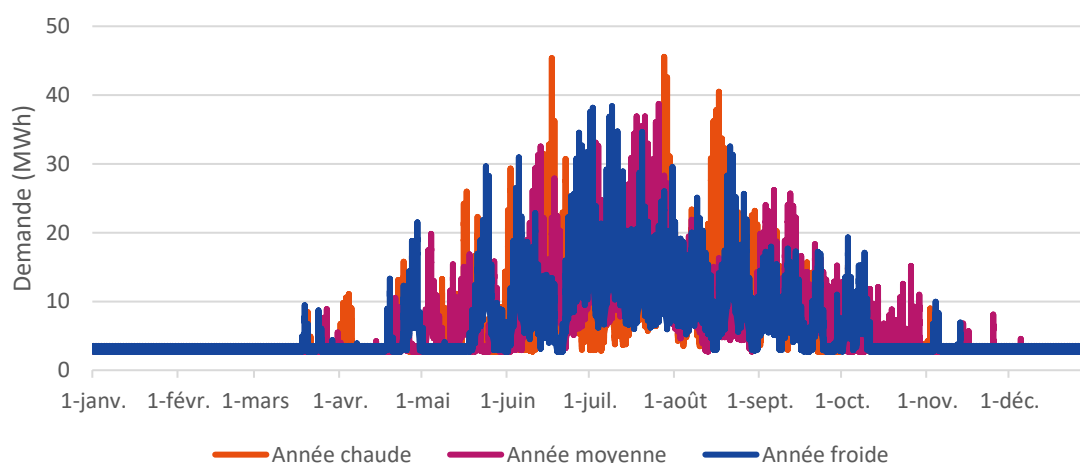


Figure 47 - Demande (MWh) du réseau de froid étudié, projeté sur trois années climatiques

Le stockage de froid considéré est un stockage latent par Matériaux à Changement de Phase (MCP), en l'occurrence l'eau dans notre cas. Cette technologie qui permet de stocker une énergie importante dans des volumes réduits est très plébiscitée dans des espaces urbains où la place est limitante. Plusieurs puissances nominales ont été étudiées (de 5 à 20 MW) pour une capacité de stock de 8h. Les caractéristiques technico-économiques considérées sont présentées Tableau 22 pour une puissance de 5 MW.

Tableau 22 - Hypothèses technico-économiques du stockage froid MCP eau considéré⁶⁸

Stockage MCP eau	Horizons 2030 et 2050			
Capacité de stock (MWh)	40	80	120	160
Puissance nominale de décharge (MW)	5	10	15	20
Efficacité (%)	91%			
CAPEX (€)	1 750 000	3 500 000	5 300 000	7 000 000
OPEX (€/an)	7 500	15 000	22 500	30 000
Durée de vie (années)	30			

Le moyen de production retenu est le groupe froid à compression électrique puisqu'il s'agit de la technologie la plus utilisée dans les réseaux actuellement. De même, le COP du groupe froid est supposé constant, indépendamment de la température extérieure. Les caractéristiques technico économiques de la technologie sont présentées Tableau 23.

Tableau 23 - Hypothèses technico-économiques du groupe froid à compression électrique⁶⁹

Groupe froid à compression électrique	2030	2050
COP	4,23	4,32
CAPEX (€/MW)	1 290 000	1 260 000
OPEX (€/MW/an)	12 200	11 950
Durée de vie (années)	20	

⁶⁸ D'après le CEA, FAFCO et Climespace.

⁶⁹ D'après FAFCO et Climespace.

Méthodologie : Optimisation économique de la puissance installée du moyen de production (groupe froid à compression électrique) avec et sans stockage sur le réseau de froid afin de satisfaire la demande sur chaque pas de temps.

Hypothèses clés :

- | Un réseau de froid présentant une demande de 56 GWh avec une pointe à 46 MW en été.
- | Alimentation du réseau par un groupe froid à COP constant
- | Stockage MCP de 5 à 20 MW de puissance de décharge et une capacité de stock de 8h

3.2.2 L'ajout d'un stockage sur un réseau est globalement intéressant économiquement pour l'ensemble des configurations

Afin de définir l'intérêt économique des technologies sur les différentes configurations, le rapport entre gains (en achat d'électricité et coûts fixes du moyen de production) et coûts (liés à la technologie de stockage supplémentaire) a été calculé. Si celui-ci est supérieur à 1, alors les gains sont supérieurs aux investissements et il y a un intérêt économique à intégrer des stockages puisque ceux-ci diminueront les coûts totaux du système. Les valeurs calculées ont été regroupées dans le Tableau 24. Pour l'ensemble des scénarios, l'installation de moyens de flexibilité dans un réseau de chaud ou de froid permet de réduire les coûts totaux du système d'un point de vue de la collectivité. Les valeurs observées montrent que les gains sont 2 à 7 fois plus importants que les coûts associés à l'installation d'un moyen de flexibilité dans le système.

Tableau 24 - Indicateur global d'intérêt économique : rapport entre les gains économiques liés à l'ajout du stockage et les coûts supplémentaires engendrés par son installation et son exploitation

		Cas réseau de chaleur		Cas réseau de froid
Scénario		Eau chaude atmosphérique	Pit storage	Stockage MCP
2030	Référence	2,1	6,7	4,8
	+3 GW nucléaire	2,1	6,9	4,8
	Prix élevés	2,5	8,4	5,0
2050	M1	2	6,9	4,5
	M23	1,8	6,8	4,4
	N2	1,8	6,8	4,4

L'intérêt économique est dans l'ensemble légèrement plus élevés en 2030 qu'en 2050, du fait d'une compétitivité plus importante à cette échéance dans un système électrique où les flexibilités sont en nombre élevé. Ceci a un impact direct sur la possibilité de réduire les coûts d'approvisionnement comme présenté section 3.2.3. En 2030, quel que soit le cas d'étude, le scénario avec des prix élevés est la configuration qui présente des gains plus importants.

L'intégration d'un moyen de stockage présente un coût non négligeable. D'un point de vue de la collectivité, ce nouveau moyen de flexibilité s'accompagne aussi d'une réduction importante du moyen de production thermique comme présenté section 3.2.4. Ajouté aux gains d'approvisionnements précisés dans le paragraphe précédent, le bilan économique résultant est positif.

Dans le cas du réseau de chaleur, cet indicateur présente dans l'ensemble un intérêt économique plus important pour des technologies à cycle long (200h) qu'à cycle court (8h). Le poste d'économie le plus important est celui en investissement de production comme présenté Figure 48 pour le cas cycle court. Dans le cas du scénario de *Référence* en 2030, cette réduction représente 8% des coûts totaux, pour une réduction de l'ensemble des coûts de l'ordre de 9%.

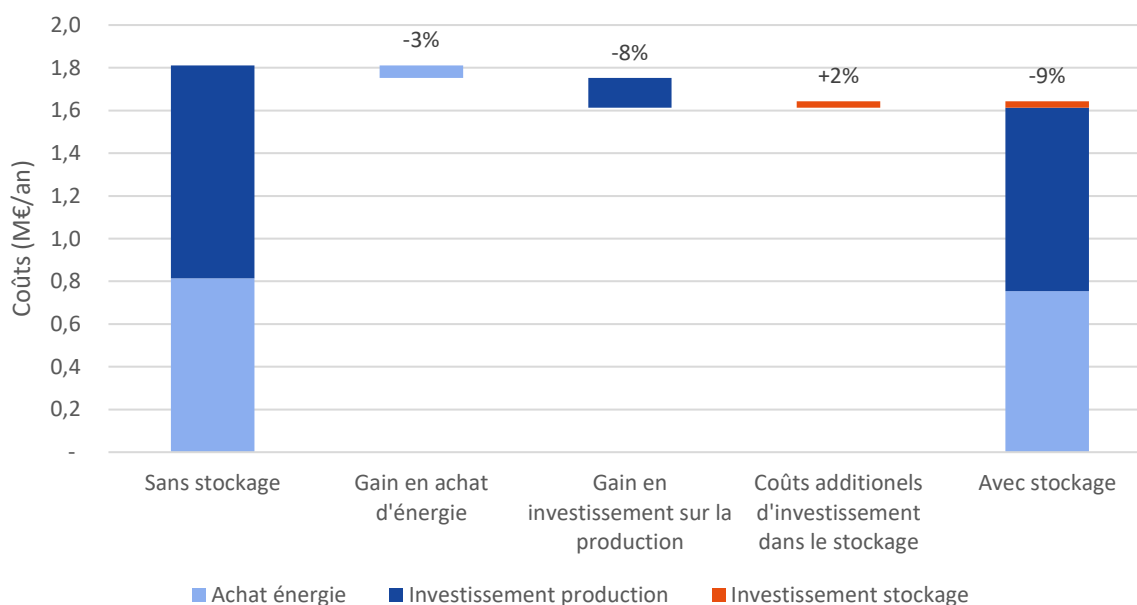


Figure 48 - Evolution des postes de coûts de l'installation suite à l'ajout d'un pit storage (2MW, 400MWh) à horizon 2030 sur le scénario Référence

Dans le cas d'un réseau de froid, le poste d'économie le plus important est aussi celui concernant le moyen de production comme présenté Figure 49. Celui-ci est cependant bien supérieur dans la mesure où la composante de coût liée au moyen de production (groupe froid à compression électrique) est très importante de base. Ainsi, les variations en approvisionnement que peuvent apporter les scénarios représentent une part relativement plus faible dans les gains liés à l'installation de la technologie, ce qui est précisé davantage section 3.2.5.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

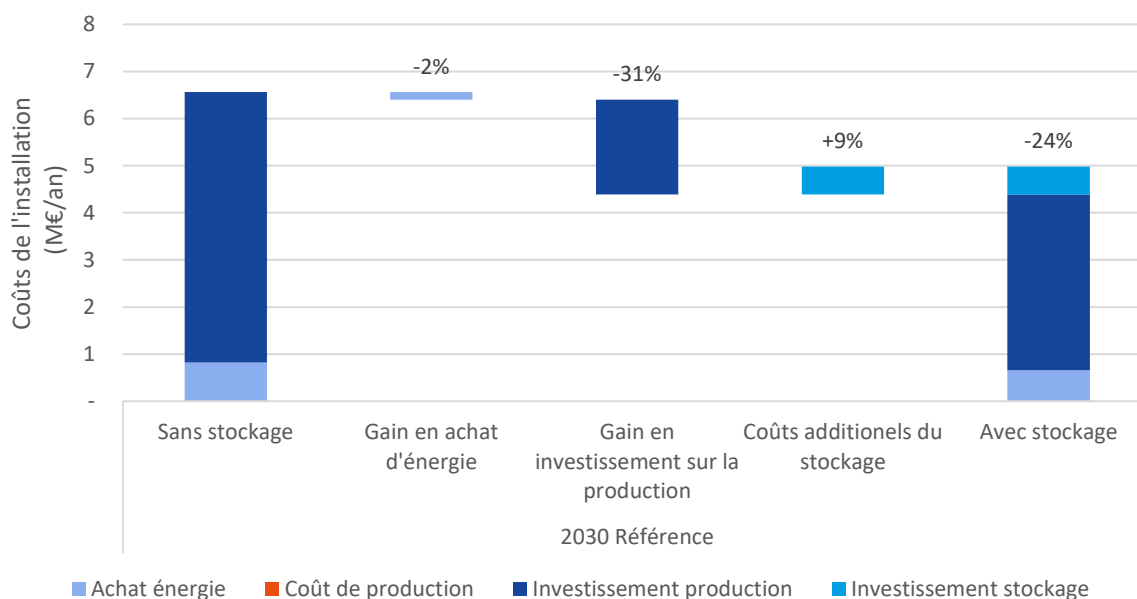


Figure 49 - Evolution des postes de coûts de l'installation suite à l'ajout d'un stockage MCP eau (20MW, 160MWh) à horizon 2030 sur Référence

3.2.3 Le stockage permet de réduire l'approvisionnement électrique du moyen de production

3.2.3.1 Un intérêt économique légèrement plus marqué pour des scénarios aux spreads journaliers de prix élevés pour les cycles courts

Dans les configurations à cycles courts (8h de stock), le stockage permet des gains économiques légèrement plus intéressants sur les scénarios à horizon 2030 et sur le scénario *M1* (à composante majoritairement solaire) à horizon 2050. Ces scénarios présentent une variabilité infra-journalière de prix la plus importante. Pour rappel, à horizon 2030, cela est lié aux prix élevés lors des plus grandes tensions du système électrique lors de la pointe de consommation de 19h. Sur le scénario *M1* 2050, ces spreads sont davantage dus à la forte pénétration du solaire en milieu de journée. Comme présenté Figure 50 sur une semaine d'été à horizon 2050, un comportement courant du stock est un remplissage au moment du pic solaire permettant de bénéficier d'une énergie à bas coûts sur les plages qui l'entourent.

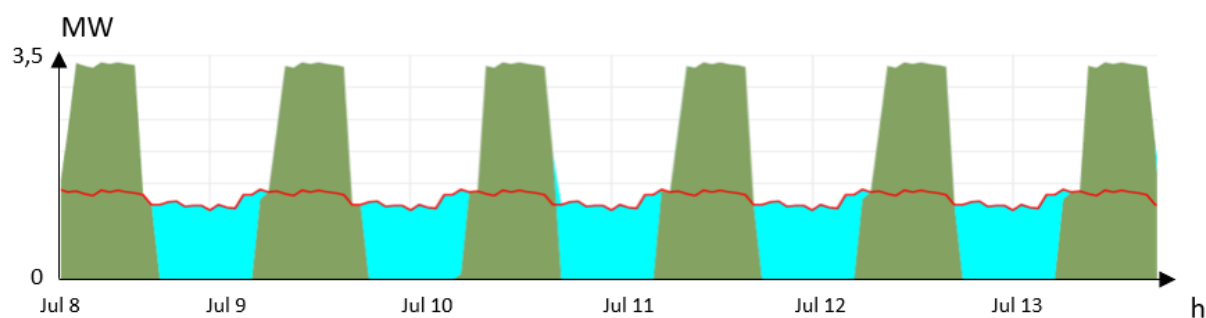


Figure 50 - Production de chaleur (vert) sur le réseau avec stockage eau chaude atmosphérique (2MW, 16MWh) (en bleu) sur une semaine d'été à horizon 2050 sur M1. La demande est rouge.

Le stockage permet de réduire les coûts d'approvisionnement en électricité grâce à un arbitrage face aux prix de l'électricité comme présenté sur la Figure 51 dans le cas d'un cycle court sur un réseau de froid. A horizon 2050, les scénarios M23 et N2 présentent des gains en achat d'électricité deux fois moins importants que dans le scénario M1.

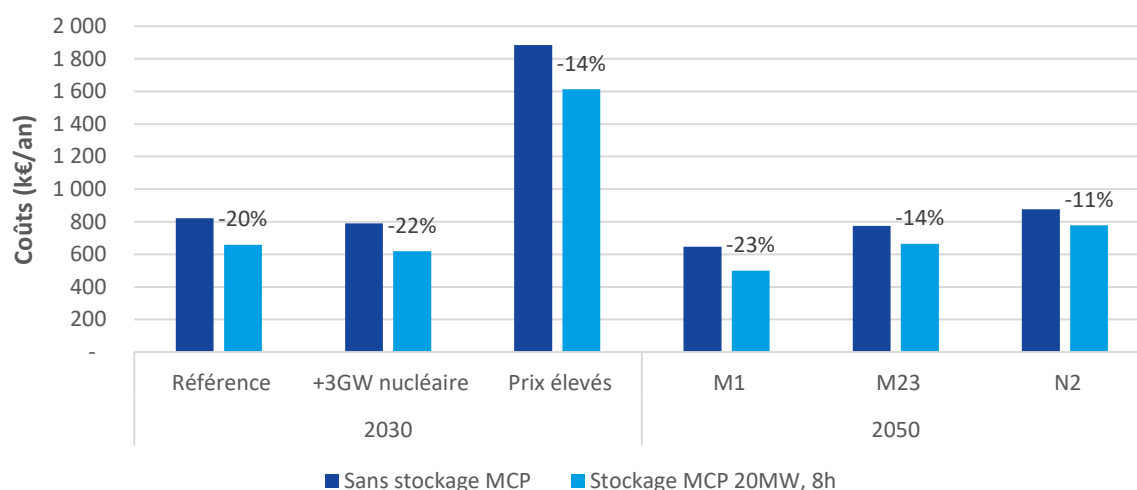


Figure 51 - Evolution des coûts d'achat d'électricité pour la production de froid sans stockage et avec stockage MCP (20MW, 160MWh).

3.2.3.2 L'intérêt des stockages à cycle long pour répondre à des besoins hebdomadaires

Dans le cas du réseau de chaleur, deux tailles de stock différentes ont été évaluées. La section précédente a mis en évidence un intérêt économique des technologies à cycle court légèrement plus important dans des scénarios à spread de prix élevés. Les scénarios M23 et N2 vont présenter des courbes de prix plus plates liées à des périodes de forte production éolienne ou à des marginalités nucléaires plus longues. La conséquence directe de cet aplanissement de la courbe de prix est la réduction de possibilités d'arbitrage pour des stockage à cycle courts. En revanche, sur de tels cas de figure, un stockage à cycle plus long présente un intérêt augmenté. La Figure 52 présente la cumulative de production du réseau de chaud pendant un mois en été sur le scénario M23 à horizon 2050. On observe que le comportement optimal conduit à recharger de grands volumes la première semaine où

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

les prix sont faibles (entre 0 et 20€/MWh), pour décharger à plusieurs reprises sur les semaines qui suivent où le prix oscille autour de 80€/MWh. La charge suivante se fera une fois que la production électrique sera de nouveau sur une marginalité ENR.

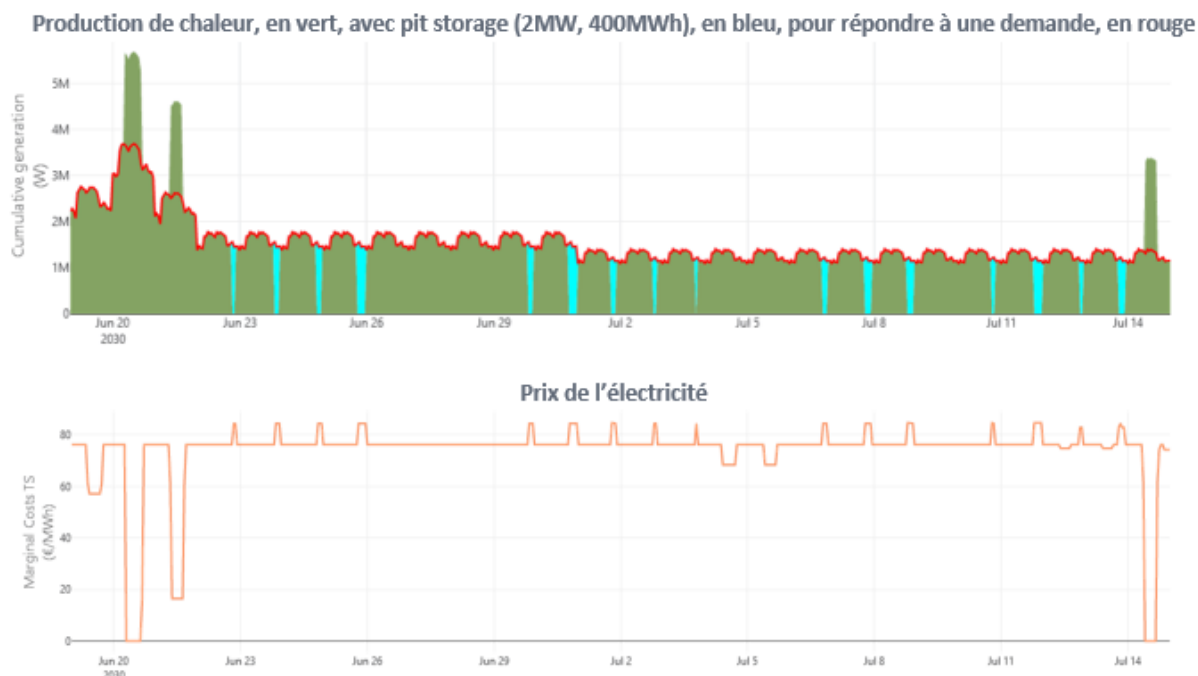


Figure 52 - Production de chaleur et prix de l'électricité sur un mois d'été à horizon 2050 et le scénario M23

Ainsi, on observe que les gains en coûts d'approvisionnement sont très similaires quel que soit le scénario dans le cas d'un stockage à cycle hebdomadaire. La Figure 53 compare l'évolution des coûts d'approvisionnement avec et sans stockage, suivant que le stockage est à cycle court (eau chaude atmosphérique) ou à cycle long (pit storage).

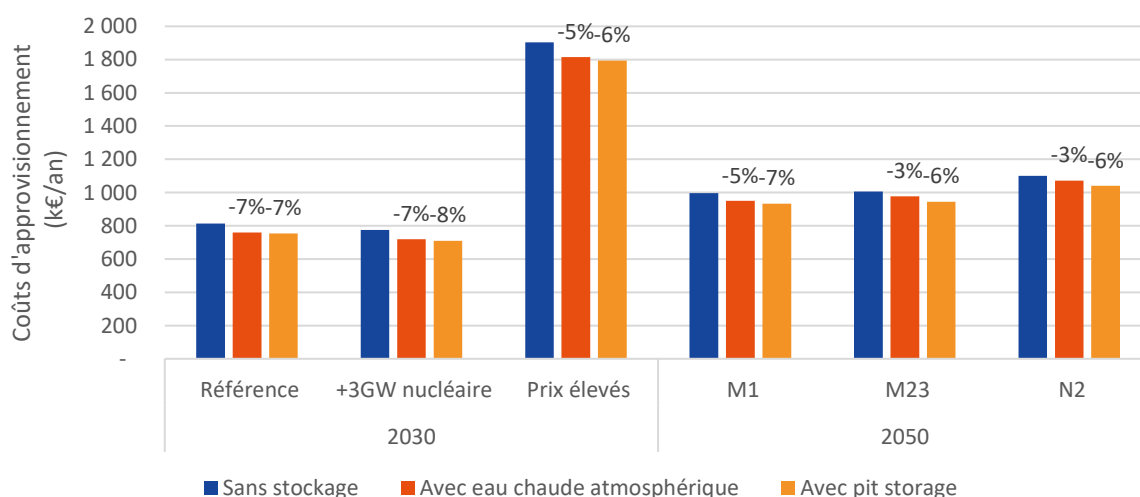


Figure 53 - Evolution des coûts d'achat d'électricité de la PAC pour la production de chaleur sans stockage et avec eau chaude atmosphérique (2MW, 16MWh), ou pit storage (2MW, 400MWh).

3.2.4 Le stockage thermique permet une réduction du parc de production

Ajouter un stockage thermique face à un réseau de chaleur ou de froid permet de réduire systématiquement le moyen de production installé en amont du réseau.

Dans le cas froid, l'installation de plusieurs puissances de décharge du stockage ont été analysées. Plus on augmente cette puissance de décharge, plus on réduit la capacité installée du groupe froid à compression électrique comme présenté Figure 54. **Au-delà de 10 MW de puissance de décharge, l'installation de MW supplémentaires ne s'accompagne pas d'une diminution proportionnelle de la puissance installée en groupe froid.** En effet, le dimensionnement du parc de production est régi par la pointe et les périodes successives de fortes tensions. Lorsque ces périodes sont trop rapprochées, la recharge du stock peut ne pas être suffisante pour apporter la flexibilité nécessaire au système. Dans ces cas, la réduction en puissance du groupe froid n'est plus identique à la puissance de décharge de stockage installée.

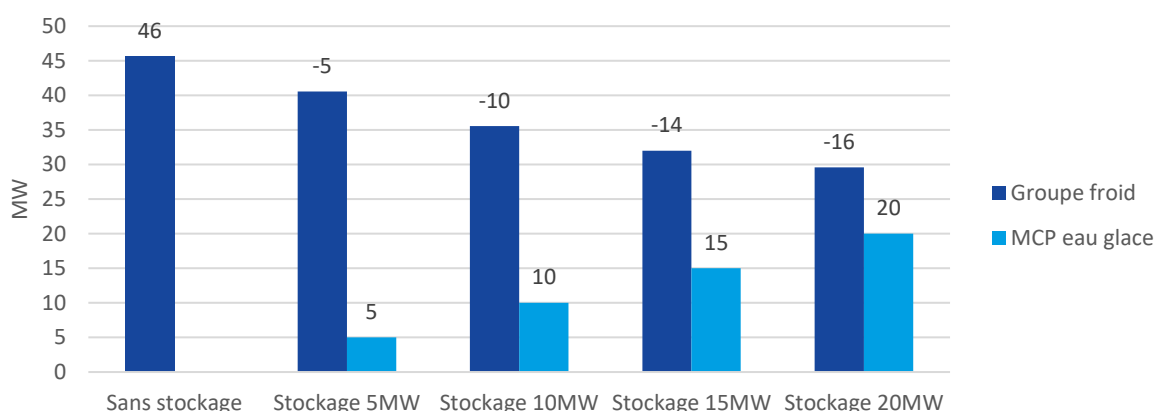


Figure 54 - Evolution de la capacité optimale de groupe froid à installer en fonction de la puissance de décharge du stockage MCP (8h) installée, tout horizon et scénario confondus

On retrouve un constat similaire dans le cas d'ajout de l'installation d'un stockage thermique face à un réseau de chaleur. Contrairement au pit storage, dont la capacité permet un temps de stock sur plusieurs jours, la capacité du stockage eau chaude atmosphérique considérée dans ce cas est insuffisante pour faire face à plusieurs périodes consécutives de forte tension du système en hiver. Ainsi, la puissance installée de la PAC diminue de 1,7 MW (-12%) dans le cas du cycle court et de 2MW (-14%) dans le cas du cycle long, comme présenté Figure 55. Une augmentation de la capacité du stockage amène donc à effectuer des gains économiques supplémentaires sur le poste de réduction du parc de production, à puissance de décharge équivalente.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

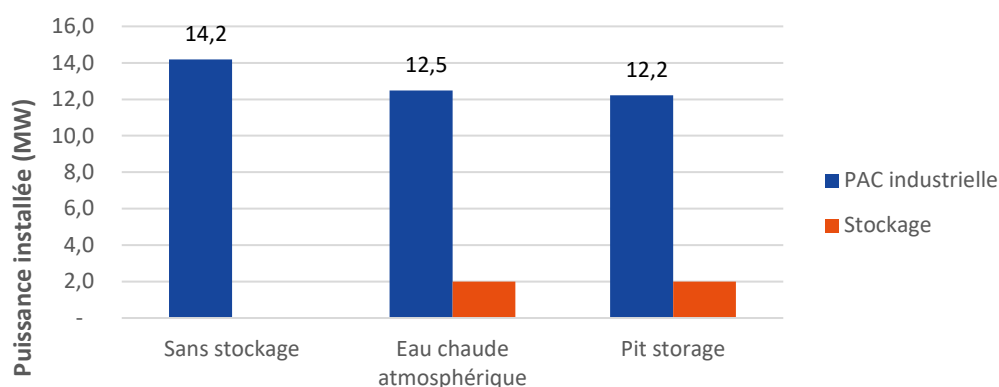


Figure 55 - Evolution de la capacité optimale de PAC industrielle à installer en fonction du type de stockage installé, tout horizon et scénario confondus

Dans les deux cas d'étude, cette réduction de capacité du moyen de production se traduit par une diminution proportionnelle des coûts d'investissement (jusqu'à -35% pour le froid et -14% pour le chaud). Par ailleurs, en plus de cet intérêt économique du point de vue la collectivité, il est à noter que réduire le dimensionnement du moyen de production permet également de réduire la puissance souscrite pour le porteur de projet.

3.2.5 La réduction de la capacité du parc ou l'arbitrage face aux prix comme facteur dominant suivant les situations

Dans les deux cas d'étude, l'installation d'un stockage permet d'effectuer de l'arbitrage de la production de chaleur face aux prix de l'électricité (section 3.2.3) mais également de réduire la capacité installée du parc de production (section 3.2.4). En revanche, la participation de chacun de ces gains dans la réduction totale des coûts de l'installation varie fortement suivant les technologies et hypothèses de coûts associées au stockage. Dans les cas étudiés, le coût d'installation d'un groupe froid est bien plus important que celui d'une pompe à chaleur industrielle. Dans le cas froid, celui-ci est tel qu'il représente près de 87% du coût total de l'installation sans stockage comme présenté Figure 56.

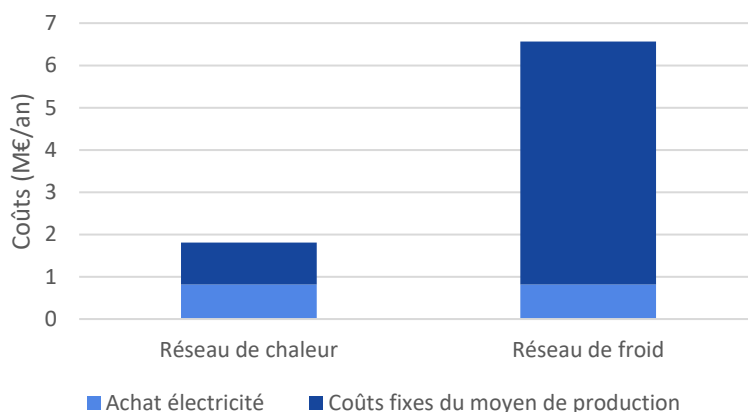


Figure 56 - Comparaison des coûts totaux annualisés d'un réseau de chaud (gauche) et de froid (droite) sur le scénario Référence à horizon 2030

Deux valeurs économiques sont utilisées pour quantifier l'intérêt de l'installation d'un moyen de stockage, ramenées au MW de décharge :

- Le gain économique effectué sur l'approvisionnement en électricité du moyen de production, qui quantifie les économies sur les coûts du système électrique grâce à l'arbitrage du stockage (équivalent à la valeur d'arbitrage et capacitaire des cas électriques);
- Le gain économique lié à la réduction du parc de production, qui quantifie les économies sur l'investissement dans le moyen de production.

Dans le cas chaud, les deux gains économiques présentés dans le Tableau 25 sont du même ordre de grandeur (autour de 20 k€/MW de décharge/an) hors scénario *Prix élevés*. Dans cette dernière situation, les possibilités d'arbitrage face au prix de l'électricité sont plus importantes ce qui double le gain en approvisionnement.

Tableau 25 - Comparaison des deux valeurs économiques du stockage de chaleur

		Gain économique lié à l'approvisionnement électrique	Gain économique lié à la réduction du parc de production
k€/MW de décharge/an			
2030	Référence	27	20
	+3GW nucléaire	28	
	Prix élevés	44	
2050	M1	24	
	M23	15	
	N2	14	

Dans le cas froid, le gain économique lié à la réduction du parc de production représente 2 à 4 fois celui lié à l'approvisionnement comme présenté Tableau 26. Ceci est dû à des coûts élevés de la technologie de production de froid. Toute opportunité de réduction de ce poste entraîne donc des gains élevés.

Tableau 26 - Comparaison des deux gains économiques liés à l'installation d'un stockage froid

		Gain économique lié à l'approvisionnement électrique	Gain économique lié à la réduction du parc de production (k€ /an)
k€/MW de décharge/an			
2030	Référence	16	42
	+3GW nucléaire	16	
	Prix élevés	23	
2050	M1	10	
	M23	9	
	N2	8	

Le gain économique lié à la réduction du parc de production a une valeur qui varie du simple au double entre le cas chaud et le cas froid - de 20k€/MW de décharge/an à 42k€/MW de décharge/an - et représente le poste principal d'économies pour la collectivité selon le cas.

Dans le cas où la réduction du parc présente le poste de coût le plus important, l'évolution des coûts globaux de l'installation est très peu sensible au scénario étudié. C'est ce que l'on retrouve dans le cas froid. Inversement, les résultats sont plus variés dans le cas chaud puisque les gains en approvisionnement dépendent de la situation étudiée et des prix associés.

Même si la valeur d'arbitrage à laquelle on ajoute la valeur liée à la réduction de capacité du système de production est plus ou moins dominante, cette réduction de puissance installée en moyen de production ne sera pertinente que si le pilotage face aux prix de l'électricité est physiquement possible à une maille fine. Pour cela, il faudrait envisager d'élargir l'accès au marché de gros à certains acteurs ou rendre possible des structures tarifaires rendant compte de la variabilité journalière des prix de l'électricité.

3.2.6 Le stockage thermique comme moyen de réduire les émissions de CO2

*L'analyse CO2 présentée ici correspond à un calcul des émissions de CO2 évitées par l'ajout d'un stockage ou d'une flexibilité à une situation de référence réalisé avec une méthodologie **marginale** ou **incrémentale**. Etant donné le mix très décarboné de la France, ces méthodologies sont vues par certains acteurs du domaine comme une borne haute des émissions évitées.*

Il convient également de noter que ces résultats ne sont pas valables pour des grandes capacités, varieraient avec d'autres parcs de production, pourraient dans la réalité se heurter à des obstacles pratiques (par ex. : vision imparfaite des acteurs) et ne sont pas additifs. Nous invitons le lecteur à se référer à la section 1.4.4 pour plus de précisions.

Les émissions de CO2 quantifiées dans cette section correspondent uniquement à celles issues de la consommation électrique du moyen de production de chaleur ou de froid et sont calculées suivant une méthode marginale. Afin d'avoir un bilan environnemental complet, il faudrait réaliser une analyse de cycle de vie et donc ajouter les émissions liées à la fabrication et au démantèlement des technologies considérées.

Sur un réseau de chaleur urbain, l'ajout d'un stockage peut permettre de réduire les émissions de CO2 liées à la production de chaleur de la PAC industrielle comme présenté Figure 57. L'ajout d'un stockage permet de déplacer la consommation sur des heures plus décarbonées. La réduction d'émissions associée est meilleure sur un fonctionnement à cycle long (pit storage) et un scénario avec plus d'heures décarbonées (+3GW nucléaire). Les émissions de CO2 sans stockage sont de l'ordre de 5 000 tCO2/an sur notre cas d'étude. Dans la meilleure configuration, un stockage à cycle court peut permettre d'éviter jusqu'à 100 tCO2/an et un cycle long 250 tCO2/an.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

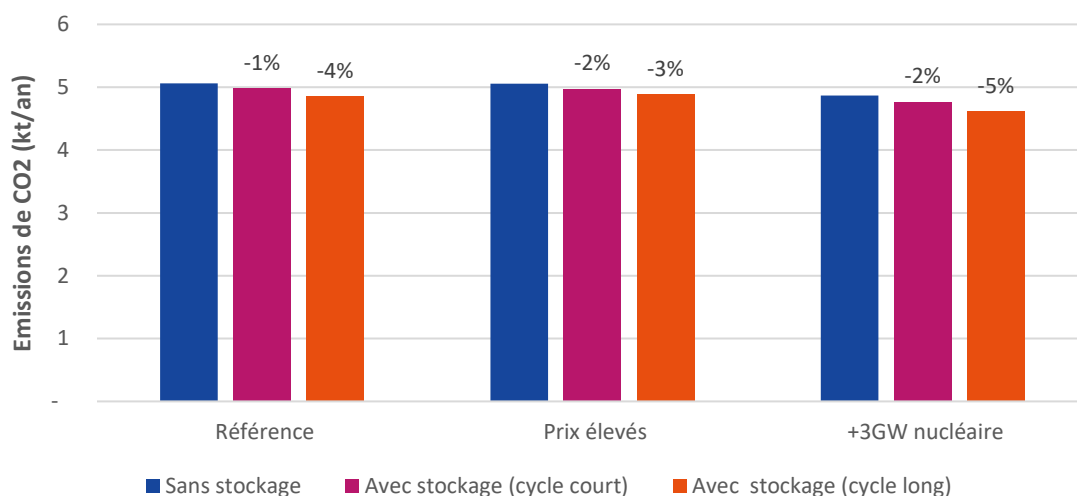


Figure 57 - Evolution des émissions de CO2 liées à la production de chaleur avec et sans stockage

Sur un réseau de froid tertiaire, l'intérêt environnemental est du même ordre. Les émissions de CO2 sans stockage sont de l'ordre de 5 500 tCO2/an sur notre cas d'étude. La diminution des émissions de CO2 liées à la production de froid augmente avec la puissance de décharge en stockage installée. Par ailleurs, l'intégration d'un stockage permet de réduire le nombre de groupes froids et des fluides frigorigènes associées, qui sont des émissions à ajoutées à ces chiffres. Dans le meilleur des cas (à savoir l'ajout de 20 MW de stockage sur le scénario +3GW nucléaire), les émissions de CO2 évitées par le stockage (calculées en méthodologie marginale, cf. section 1.4.4) se situent aux alentours de 430 tCO2/an, ce qui représente 8% des émissions associées à la production de froid.

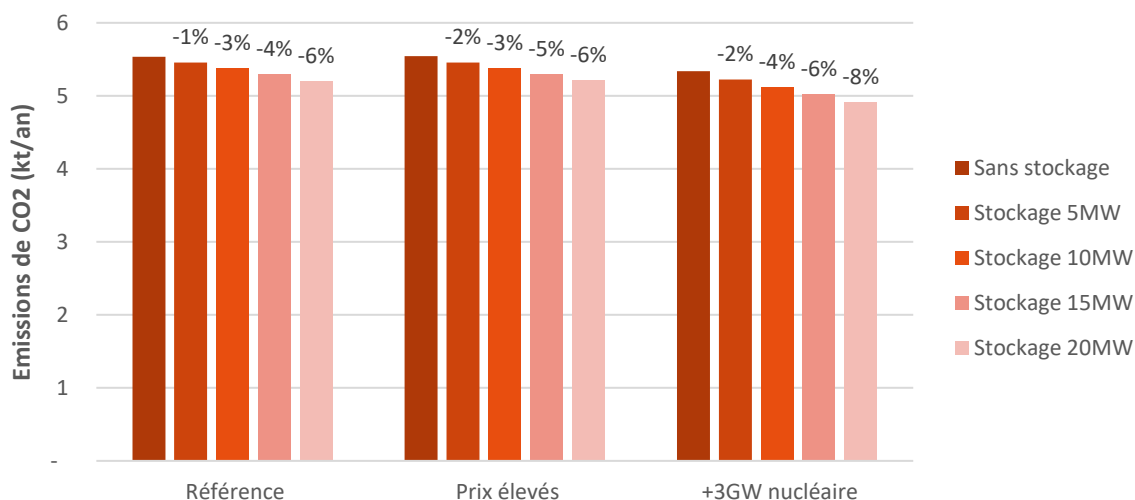


Figure 58 – Evolution des émissions de CO2 liées à la production de froid avec et sans stockage

3.2.7 Enseignements

L'ajout d'un stockage en complément d'un moyen de production relié à un réseau thermique est **intéressant économiquement pour la collectivité** de par la réduction des coûts d'achat d'électricité du moyen de production et la réduction de la capacité installée de son parc.

Dans le cas d'un réseau de froid, l'intérêt économique du stockage réside majoritairement dans la réduction induite de la capacité installée du groupe froid à compression électrique, particulièrement cher à installer et qui représente près de 87% de la facture de l'installation de base. L'intérêt du stockage est alors moins dépendant de l'horizon et du scénario.

Dans le cas d'un réseau de chaleur urbain, les gains économiques liés à l'approvisionnement représentent une part aussi importante que ceux liés à la réduction de la capacité installée de la production de chaud. Dans un tel cas, les scénarios à forte variabilité de prix infra-journalière, tels que les scénarios à horizon 2030 ou le scénario à dominante solaire à horizon 2050 se révèlent être les plus intéressants pour l'installation d'un stockage à cycles courts. Sur des cycles longs (plusieurs jours), l'intérêt économique du stockage est moins dépendant du scénario et montre des résultats favorables quel que soit la configuration (à dominante plus solaire/éolien ou nucléaire à horizon 2050).

Enfin, l'ajout d'un stockage en complément d'un moyen de production de chaud ou de froid est **intéressant d'un point de vue environnemental**. Il pourrait permettre de réduire les émissions de CO2 liées à la production de chaleur ou de froid (évaluation réalisée uniquement via une méthode marginale, cf. section 1.4.4).

3.3 Stockage en face d'une demande industrielle

3.3.1 Description des cas d'étude

Deux cas d'étude ont permis d'évaluer l'intérêt économique et environnemental de l'ajout d'un stockage thermique dans un contexte industriel.

Stockage air/solide pour un processus industriel de chaleur haute température

Ce cas d'étude évalue l'intérêt d'une installation de stockage dans le cas de production de chaleur pour un processus industriel à partir d'un moyen power-to-heat haute température comme présenté ci-dessous. En France, 18% de la consommation des combustibles des processus thermiques serait substituable par des sources électriques (power-to-heat), ce qui représente 42 TWh de chaleur⁷⁰. En particulier, 11 TWh pourrait être produit à partir de résistances électriques, faisant de ce procédé de production de chaleur à partir d'électricité celui au plus fort potentiel d'électrification de procédés industrie France. Cette production de chaleur équivaut à une consommation électrique de 9 TWh.

⁷⁰ ADEME. (2020). *Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques des technologies matures*.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

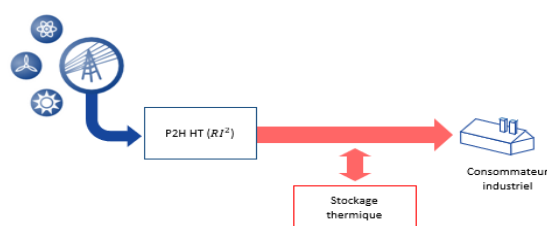


Figure 59 - Schéma de présentation du cas d'étude

Le profil de demande correspond à celui d'un four intermittent, soit à une demande journalière en chaleur de 3,75 MWh avec un pic de demande à 500 kW pour un niveau de température fournie à 1000°C.

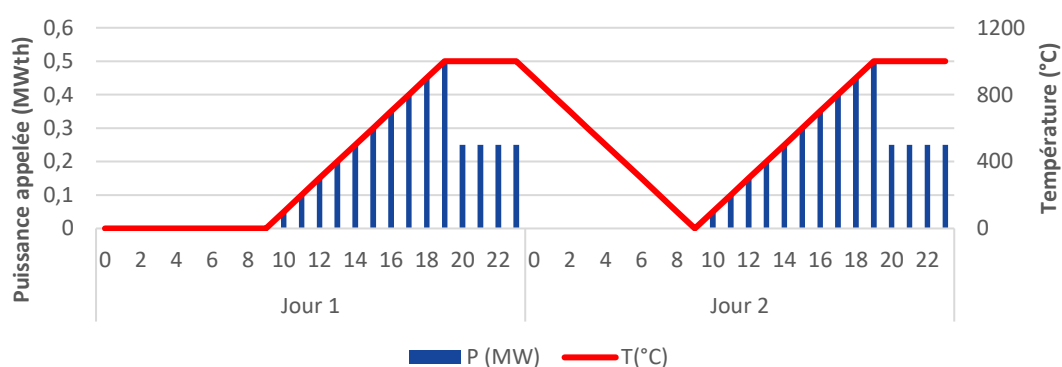


Figure 60 - Profil de demande en chaleur et en température d'un four intermittent industriel à 500kW

Sur de tels niveaux de température, les technologies les plus adaptées sont les stockages sensibles air/solide. Un stockage d'une puissance de décharge de 500 kW et d'une capacité de stock de 4h a été évalué comme pertinent pour ce cas d'étude, avec les caractéristiques suivantes :

Tableau 27 - Hypothèses technico-économiques utilisées pour le stockage air/solide⁷¹

Stockage air/solide	2030	2050
Capacité du stock (MWh)	2	
Puissance nominale de décharge (MW)	0,5	
Efficacité (%)	86%	
CAPEX (€)	122 500	97 250
OPEX (€/an)	1 225	973
Durée de vie (années)	20	

⁷¹ D'après le CEA et Echo-Tech Ceram.

Le moyen de production de chaleur étudié est une résistance électrique, avec les caractéristiques suivantes : **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 28 - Hypothèses technico-économiques utilisées pour le moyen de production P2H haute température⁷²

Power-to-heat haute température	2030	2050
Efficacité (%)	95%	
CAPEX (€/MW)	100 000	60 000
OPEX (€/MW/an)	2 000	1 000
Durée de vie (années)	20	

Méthodologie : Optimisation économique de la puissance installée du moyen de production (résistance électrique haute température) avec et sans stockage afin de satisfaire la demande sur chaque pas de temps.

Hypothèses clés :

- | Une demande journalière de 3,75 MWh et une pointe à 500 kW à 19h et un palier à 250 kWth les 4h suivantes
- | Alimentation en chaleur via une résistance électrique haute température
- | Un stockage air/solide de puissance de décharge de 500kW pour 4h de stock

Stockage de froid pour un processus industriel de froid

Ce cas d'étude s'intéresse à l'installation d'un stockage froid en soutien à un groupe froid à compression électrique en face d'un besoin de froid industriel comme présenté ci-dessous. D'après une étude de l'ADEME⁷³, la consommation électrique pour la production de froid industriel (hors entrepôts logistiques) représente 9% de la consommation électrique nationale. Le secteur des industries agro-alimentaires représente quant à lui près de 40% de l'électricité consacrée au froid industriel national.

⁷² D'après Echo-Tech Ceram.

⁷³ ADEME. (2017). *La maîtrise de l'énergie dans le froid industriel*.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

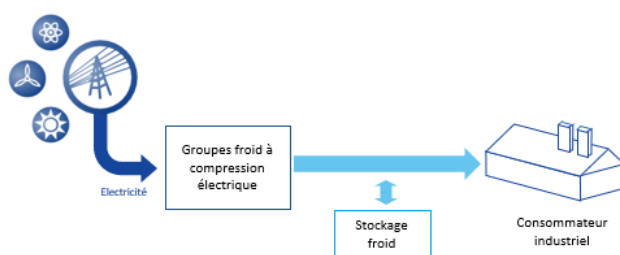


Figure 61 - Schéma de présentation du cas d'étude

Le procédé industriel étudié ici se rapproche de celui d'une base logistique ou d'une industrie de pasteurisation, dont le profil journalier est représenté ci-dessous. La première pointe de consommation correspond à un pic à 2,3 MW à 6h du matin et la deuxième 1,8 MW à 18h.

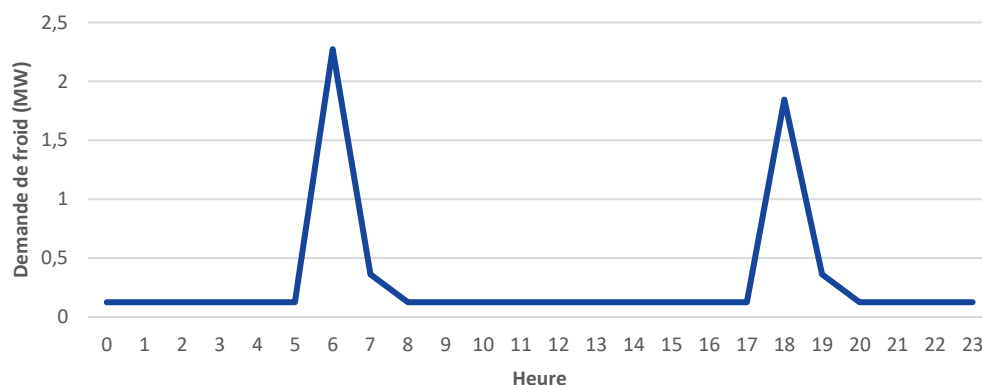


Figure 62 - Profil de demande journalier (MW) d'un besoin en froid d'une base logistique ou d'une industrie de pasteurisation

Le stockage étudié est un stockage latent à MCP. Le matériau associé est une paraffine dont le changement de phase se réalise à une température de -10° (référéncé comme « MCP -10°C » dans la suite du rapport). Une puissance de 2,3 MW et une capacité de stock de 3 MWh est considéré ici. Les caractéristiques technico-économiques associées sont présentées ci-dessous. **Erreur ! Source du renvoi introuvable..**

Tableau 29 - Hypothèses technico-économiques d'un moyen de stockage PCM -10°C ⁷⁴

MCP -10°C	2030	2050
Capacité du stock (MWh)	3	
Puissance nominale de décharge (MW)	2,3	

⁷⁴ D'après le CEA et FAFCO.

Efficacité (%)	91%	
CAPEX (€)	977 500	956 800
OPEX (€/an)	2 760	2 703
Durée de vie (années)	30	

La production de froid se fait par un groupe à compression électrique dont les hypothèses technico-économiques ont été présentées dans la section 3.2.1.

Méthodologie : Optimisation économique de la puissance installée du moyen de production (groupe froid) avec et sans stockage afin de satisfaire la demande sur chaque pas de temps.

Hypothèses clés :

- | Demande journalière de 5,9 MWh avec deux pointes respectivement à 2,3MW à 6h et 1,9 MW à 18h.
- | Production de froid via un groupe froid à compression électrique
- | Un stockage MCP -10°C de puissance de décharge de 2.3 MW et de capacité de stockage de 3MWh.

3.3.2 Un intérêt économique positif pour l'ensemble des configurations

A nouveau, pour définir l'intérêt économique des technologies sur les différentes configurations, le rapport entre gains (en achat d'électricité ou investissement de moyen de production) et coûts (liés à la technologie de stockage supplémentaire) a été calculé. Si celui-ci est supérieur à 1, alors les gains sont supérieurs aux investissements et il y a un intérêt économique à intégrer des stockages dans le système puisque ceux-ci diminueront les coûts totaux du système. Les indicateurs calculés ont été regroupés dans le tableau ci-dessous. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** L'installation de moyens de flexibilité chez un industriel permet de réduire les coûts totaux du système d'un point de vue de la collectivité, et ce pour l'ensemble des scénarios comme le montre cet indicateur.

Tableau 30 - Indicateur global d'intérêt économique : rapport entre les gains économiques liés à l'ajout du stockage et les coûts supplémentaires engendrés par son installation et son exploitation

Scénario		Air/solide	MCP -10°C
2030	Référence	2,3	3,2
	+3 GW nucléaire	2,4	3,2

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

Prix élevés		3,2	3,3
2050	M1	1,9	3,2
	M23	1,3	3,2
	N2	1,2	3,2

Dans le cas chaleur, l'intérêt économique est le plus marqué en 2030. En 2050, les gains sont toujours plus importants que les coûts mais ceux-ci sont de moins grande amplitude du fait d'un aplatissement des prix à cet horizon, sauf pour un scénario à forte composante solaire (M1). Les gains sont composés de deux postes : ceux liés à l'achat d'énergie et ceux liés à l'évolution du moyen de production quand il s'agit d'une réduction de celui-ci (ceci n'est pas toujours le cas comme analysé section 3.3.5). Les gains en achat d'énergie représentent ici le poste principal de réduction des coûts totaux, permettant de les réduire de l'ordre de 17% dans le cas du scénario de *Référence* en 2030 comme observé ci-dessous.

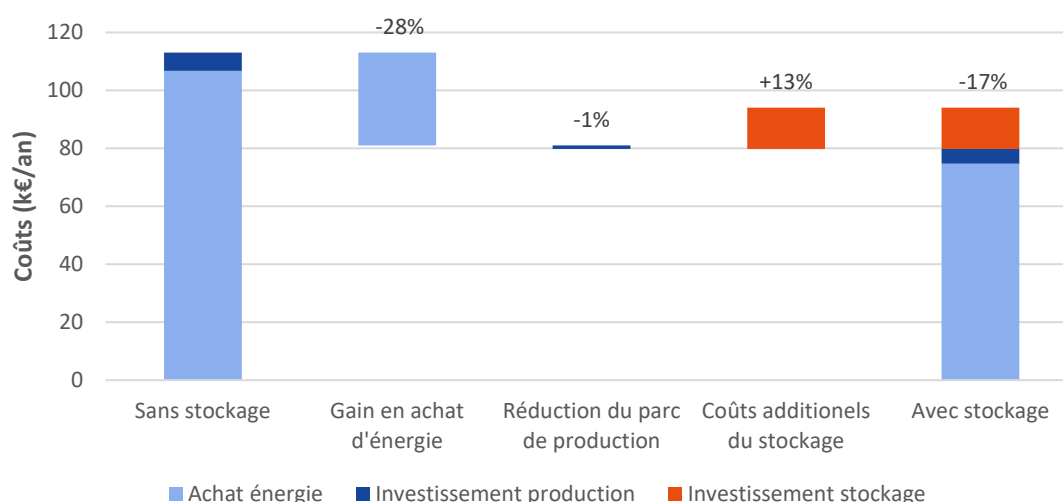


Figure 63 - Décomposition des coûts totaux du système sans stockage (à gauche) et avec stockage (à droite) dans le cas chaud sur le scénario *Référence* en 2030

Dans le cas froid, cet indicateur varie très peu suivant les scénarios comme dans le cas réseau et ce pour la même raison. La composante de coût liée au moyen de production est majoritaire et indépendante des scénarios comme observé ci-dessous. Les variations d'approvisionnement en électricité impactent donc moins les gains totaux (cf section 3.2.5 pour plus de détail sur le sujet).

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

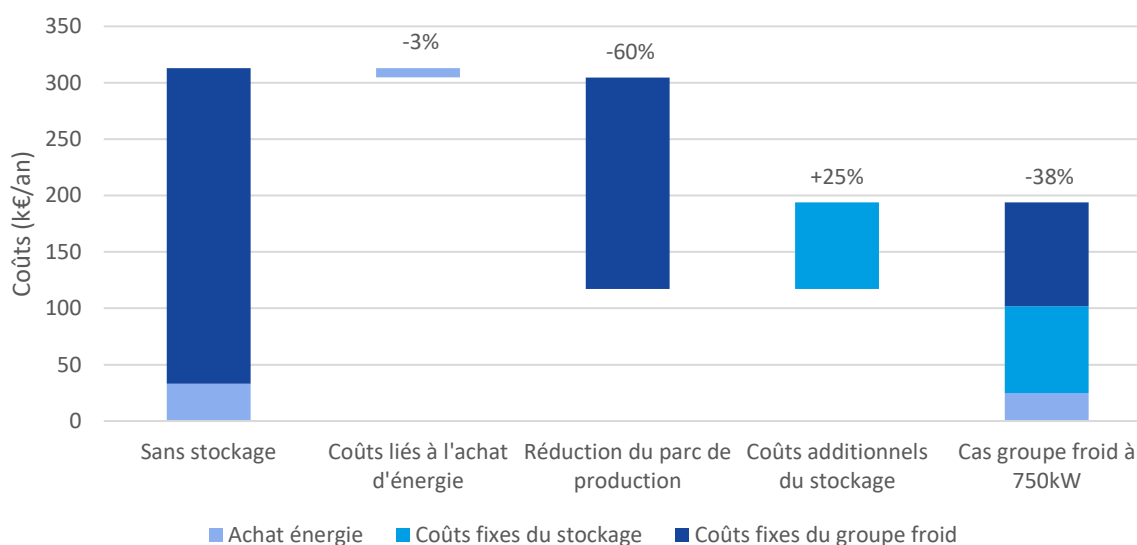


Figure 64 - Décomposition des coûts totaux du système sans stockage (à gauche) et avec stockage (à droite) dans le cas froid sur le scénario M1 en 2050.

Quel que soit le cas d'étude, un scénario avec des prix élevés en 2030 semble présenter un bénéfice plus important pour un porteur de projet. En effet, les gains en achat d'énergie sont fortement augmentés (section 3.3.3).

3.3.3 Une réduction de l'approvisionnement en électricité plus marquée pour des scénarios aux spreads journaliers élevés

Ces cas d'étude auprès d'industriels présentent des résultats similaires aux stockages à cycles courts sur un réseau de chaleur ou de froid (cf section 3.2). L'intérêt économique est plus important pour les scénarios aux spreads de prix élevés, à savoir en 2030 et en 2050 dans un scénario à dominante solaire.

La **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** figure ci-dessous présente le profil de production dans le cas chaleur pour répondre à la demande sur une semaine d'été dans le cas du scénario M1 à horizon 2050. Le stockage thermique permet de déplacer la production de chaleur à 19h, ce qui correspond à la pointe de consommation électrique française, vers des heures plus creuses en milieu de journée. Cette configuration maximise la production de chaleur à partir d'électricité à moindre coût pendant la pointe solaire, soit entre 10h et 15h et soulage le système électrique sur les plages de plus forte consommation électrique. Lorsque les écarts de prix sont importants entre ces deux plages, les revenus en sont multipliés.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

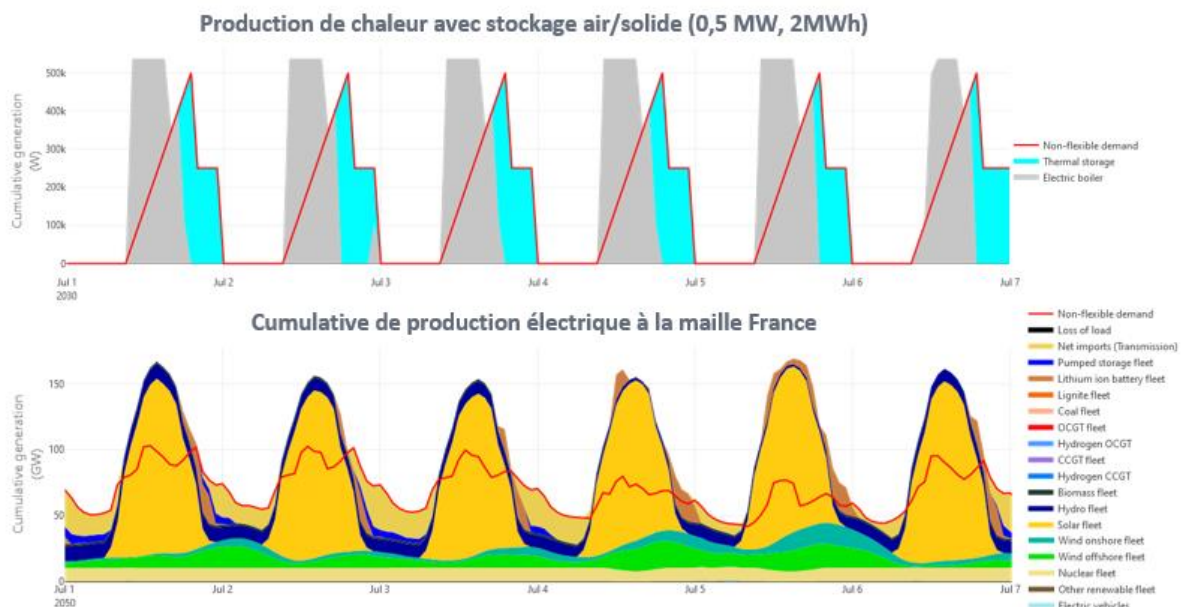


Figure 65 - Production de chaleur chez un industriel (en haut) et d'électricité en France (en bas) sur une semaine d'été sur le scénario M1 à horizon 2050

Dans une situation sans stockage, les coûts d'approvisionnement en électricité varient entre 100 et 200 k€/an dans ce cas d'étude. L'intégration d'un stockage permet des gains économiques annuels de l'ordre de 30 à 45 k€/an en 2030 et de 10 à 20 k€/an en 2050 comme présenté ci-dessous.

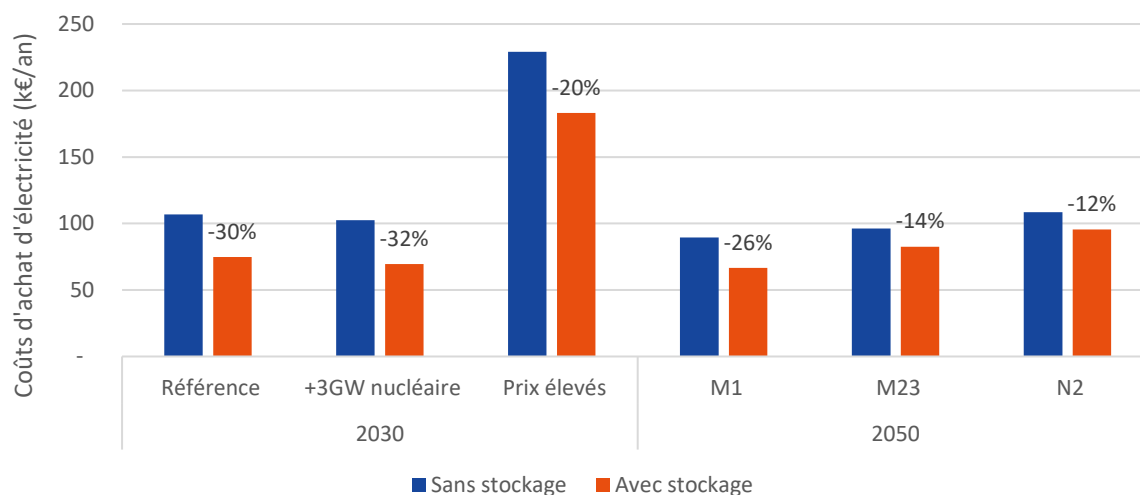


Figure 66 - Evolution des coûts d'approvisionnement en électricité entre la situation sans-stockage et avec - cas chaleur.

Dans le cas froid, la même tendance est observée. Dans une situation sans stockage, les coûts d'approvisionnement en électricité varient entre 40 et 80 k€/an dans ce cas d'étude. L'intégration d'un stockage permet des gains économiques annuels de l'ordre de 9-10 k€/an en 2030 et de 3-5 k€/an en 2050. La figure ci-dessous présente l'évolution de ces coûts par scénarios.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

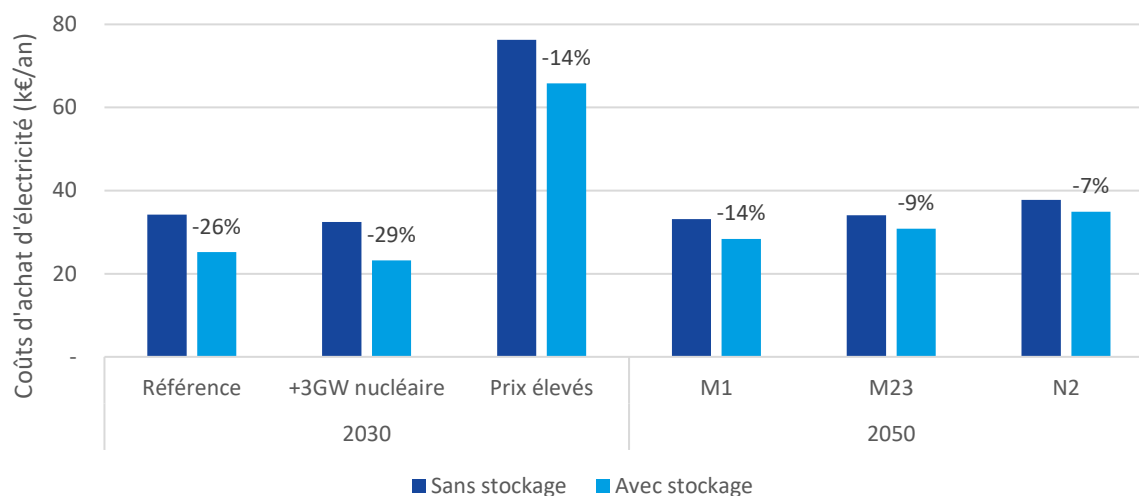


Figure 67 - Evolution des coûts d'approvisionnement en électricité entre la situation sans-stockage et avec - cas froid

3.3.4 L'intérêt économique dépend de la pointe de consommation du processus industriel étudié

Dans le cas d'installations industrielles, l'intérêt économique de l'ajout d'un moyen de stockage est fortement dépendant du procédé industriel étudié et du profil de demande associé. En particulier, l'horaire des pointes de consommation régit le dimensionnement optimal du moyen de production et de stockage.

Dans le cas chaleur, une comparaison a été réalisée entre deux configurations : une pointe de consommation à 10h d'un côté et à 19h de l'autre. La première situation est a priori plus défavorable pour le stockage puisqu'elle correspond à une période de moindre consommation électrique et de début de production solaire. La seconde plage lui est beaucoup plus favorable puisqu'elle concerne un pic de consommation national. Il y a donc un fort intérêt à déplacer de la production à des périodes moins chères et plus décarbonées, ce qui se répercute sur les coûts totaux du système.

La figure ci-dessous compare ces deux situations sans stockage. Dans cette situation de référence, on observe une diminution des coûts de l'installation de 8 à 30% lorsque la pointe de consommation de chaleur du procédé se trouve à 10h plutôt que 19h. Sans stockage, la situation la plus favorable pour la production de chaleur est hors des pics de consommation nationale.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

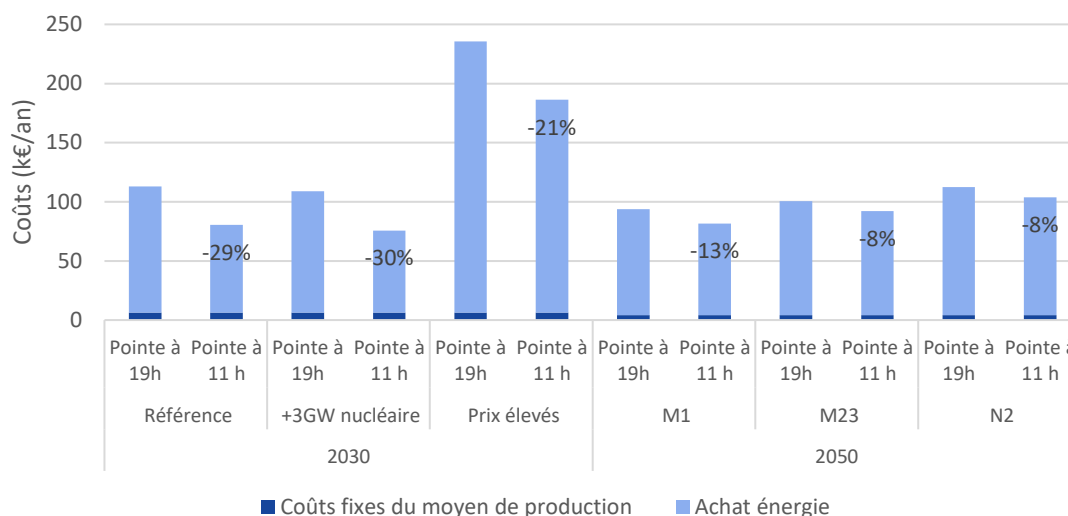


Figure 68 - Comparaison des coûts totaux de l'installation selon le procédé industriel en face (pointe de la demande à 10h ou 19h)

Lorsque la pointe de consommation est à 10h, l'intérêt économique d'un moyen de stockage est fortement réduit. La figure ci-dessous présente l'évolution des coûts entre une situation sans stockage et avec stockage dans ce cas. Deux scénarios présentent un bilan économique favorable : le scénario *Prix élevés* à horizon 2030 et le scénario *M1* à horizon 2050. Sur le reste des scénarios, les gains économiques liés à l'ajout d'un stockage sont légèrement insuffisants pour compenser les coûts d'installation.

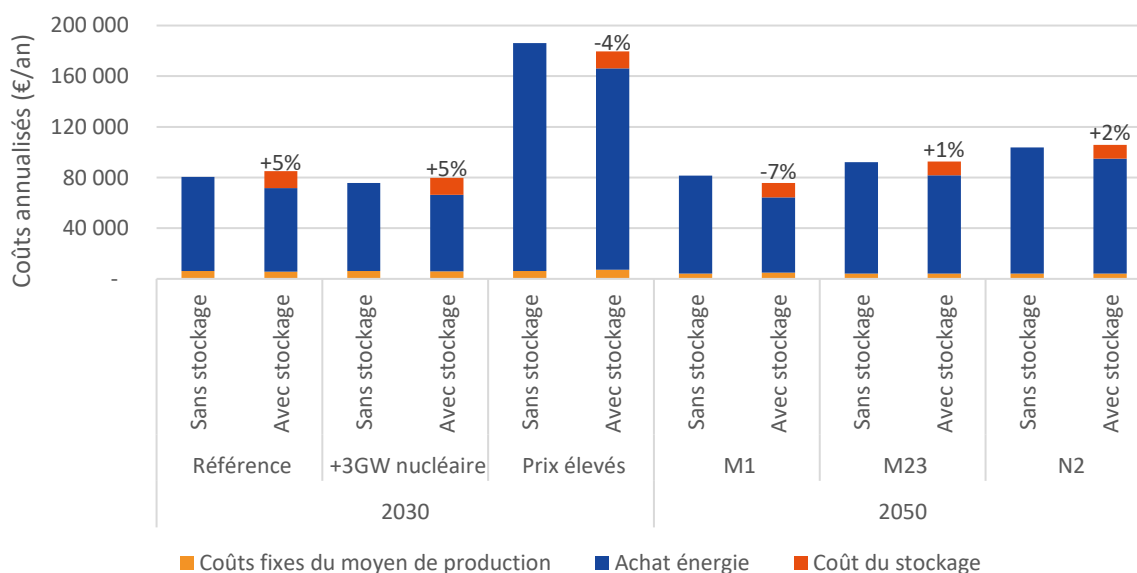


Figure 69 - Evolution des coûts totaux de l'installation avec et sans stockage lorsque la pointe de demande est à 10h

Dans ce cas, les coûts d'investissement de production ne représentent qu'une faible partie de la facture de l'installation sans stockage. L'intérêt économique du stockage réside donc particulièrement dans sa capacité d'arbitrer la production du moyen P2H face aux prix de l'électricité. Avec une pointe de consommation à 10h, les opportunités de gains liés à l'approvisionnement diminuent fortement. Le

tableau ci-dessous compare les gains associés à l'achat d'électricité avec stockage dans le cas d'une demande avec une pointe à 19h et une pointe à 10h. Ces gains diminuent de 20% à 73% suivant les scénarios.

Tableau 31 - Evolution des gains en approvisionnement lorsque la pointe de demande est déplacée à 10h

Gains en approvisionnement (k€ /an)		Pointe à 19h	Pointe à 10h	Diminution relative
2030	Référence	32	8	-73%
	+3GW nucléaire	33	9	-73%
	Prix élevés	46	21	-54%
2050	M1	23	18	-20%
	M23	14	10	-30%
	N2	13	9	-31%

Deux notions semblent intéressantes à retenir de cette analyse :

- | A même demande et mêmes technologies, deux plages de consommation peuvent présenter des coûts totaux pour le système très différents. Si les contraintes opérationnelles le permettent, il peut être favorable pour la collectivité d'ajuster les horaires de la demande en phase avec des heures moins contraignantes pour le réseau.
- | Même dans une configuration peu favorable, l'intérêt économique du stockage semble avéré, ou du moins l'équilibre entre bénéfices et coûts est très proche. Dans des configurations où les prix sont très variables (scénarios *Prix élevés* et *M1*), les gains économiques sont supérieurs aux coûts supplémentaires.

Ses deux résultats appuient la nécessité de répercuter aux consommateurs qui le souhaitent les évolutions des prix du marché à une maille plus fine. Cela pourrait se traduire par une grille tarifaire sur des plages horaires restreintes ou un accès direct aux prix spot de l'électricité.

3.3.5 Un parc de production parfois surdimensionné pour plus de flexibilité

Contrairement aux cas de réseaux de chaleur et de froid, l'ajout d'un stockage thermique dans un contexte industriel n'entraîne pas systématiquement une réduction de la capacité installée du moyen de production.

Dans le cas chaleur, l'installation du stockage air/solide s'accompagne dans la plupart des scénarios d'une réduction de la capacité installée de la résistance électrique par rapport à la situation de référence, comme présenté dans le tableau ci-dessous. Il peut malgré tout parfois s'accompagner d'une augmentation de celle-ci afin de permettre une plus grande amplitude d'arbitrage face aux prix de l'électricité (cas de figure rencontré dans le scénario *M1* en 2050).

Tableau 32 - Evolution de la capacité installée du moyen de production P2H avec et sans stockage

Capacité installée (kW)		Sans stockage	Avec stockage	Evolution
2030	Référence	500	400	-20%
	+3GW nucléaire		500	0%
	Prix élevés		404	-19%
2050	M1		537	+7%
	M23		461	-8%
	N2		461	-8%

Dans le scénario *M1* à horizon 2050, la puissance installée du moyen de production augmente de 7% par rapport au cas sans stockage. Ainsi, la technologie de P2H peut à la fois remplir le stockage à puissance maximale (500 kW) et répondre au besoin en chaleur du four intermittent au moment de la pointe solaire comme illustré dans la figure ci-dessous. Le moyen de production à installer étant à faible coût, les gains liés à l'arbitrage de la production face aux prix sont plus élevés que le coût supplémentaire engendré par l'ajout d'une plus grande puissance du moyen de production.

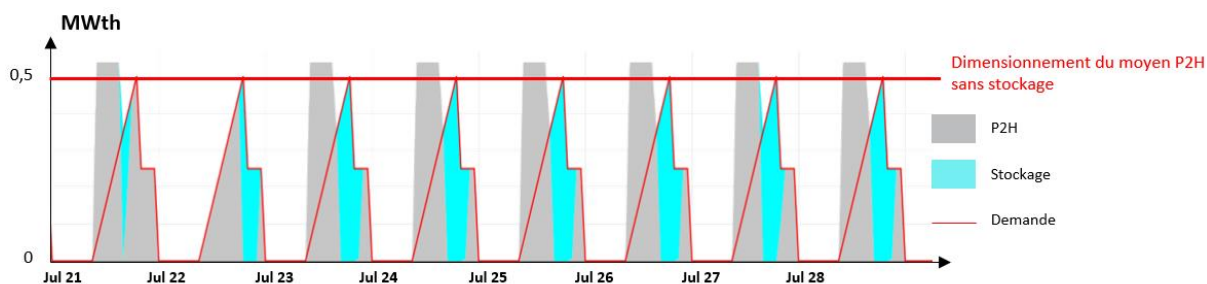


Figure 70 - Production de chaleur avec stockage sur une semaine d'été - Scénario *M1* 2050

En 2050, ce surdimensionnement du moyen de production est la configuration la plus favorable pour réduire les coûts totaux du système d'un point de vue de la collectivité.

Dans le cas froid, l'intégration d'un stockage pourrait permettre une réduction de la capacité installée du groupe froid allant jusqu'à 86% (soit 330 kW au lieu de 2,3 MW dans la situation de référence sans stockage). Dans une telle configuration, le groupe froid s'apparente à un fonctionnement moyen en base sur une grande partie de la journée (puissance de fonctionnement entre 60 et 100% de minuit à 16h) comme illustré dans la figure ci-dessous. Un surdimensionnement du moyen de production par rapport à cette valeur optimale donne au groupe froid une plus grande amplitude d'arbitrage face au prix de l'électricité. Ceci est illustré Figure avec une capacité de 750 kW. Dans ce cas, le fonctionnement du groupe froid suit alors les périodes de plus faible consommation (de minuit à 7h) et de plus grande production renouvelable (de 10h à 16h).

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

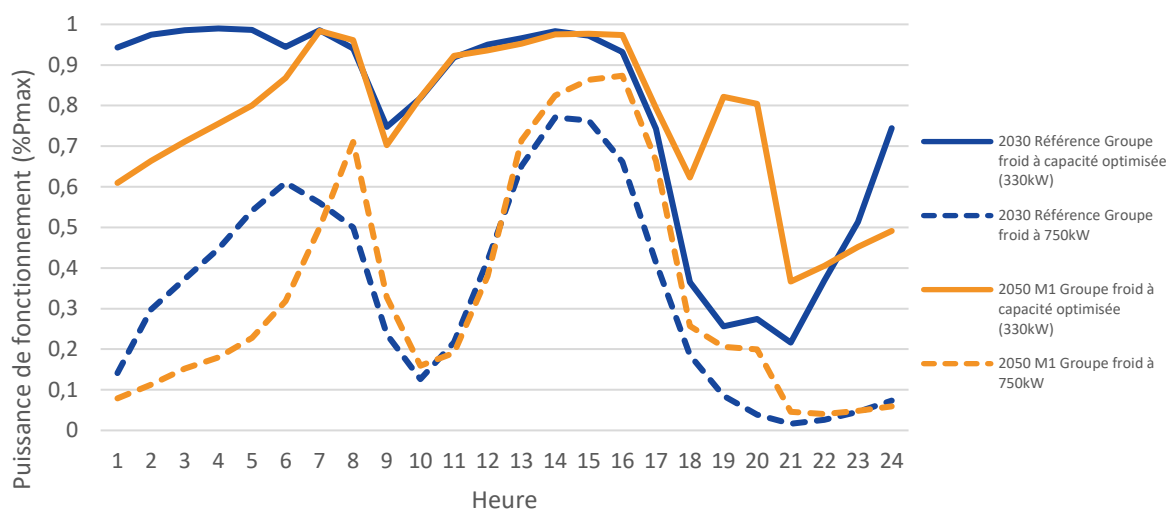


Figure 71 - Comparaison du fonctionnement du groupe froid pour 2 capacités (330 kW en trait plein et 750 kW en pointillés) pour deux scénarios 2030 Référence (en bleu) et 2050 M1 (en orange)

D'un point de vue de la collectivité, augmenter la capacité du groupe froid a de nombreux avantages :

- ▮ Cela permet d'améliorer l'arbitrage du stockage et ainsi réduire les coûts d'achat d'électricité comme présenté Figure 72.
- ▮ Cela permet aussi de déplacer la consommation en électricité du groupe froid sur des heures plus décarbonées. La réduction des émissions de CO2 (évaluée en méthodologie marginale, cf 1.4.4) est ainsi presque triplée dans le cas du fonctionnement du groupe froid à 750 kW par rapport à celui à 330 kW.
- ▮ Cela permet de soulager le système électrique lors des périodes de fortes tensions. Sur le scénario M1 en 2050, dimensionner le groupe froid à 750 kW plutôt que 330kW diminue de 15% la production du groupe froid sur les 400h de plus fortes tensions du système électrique.

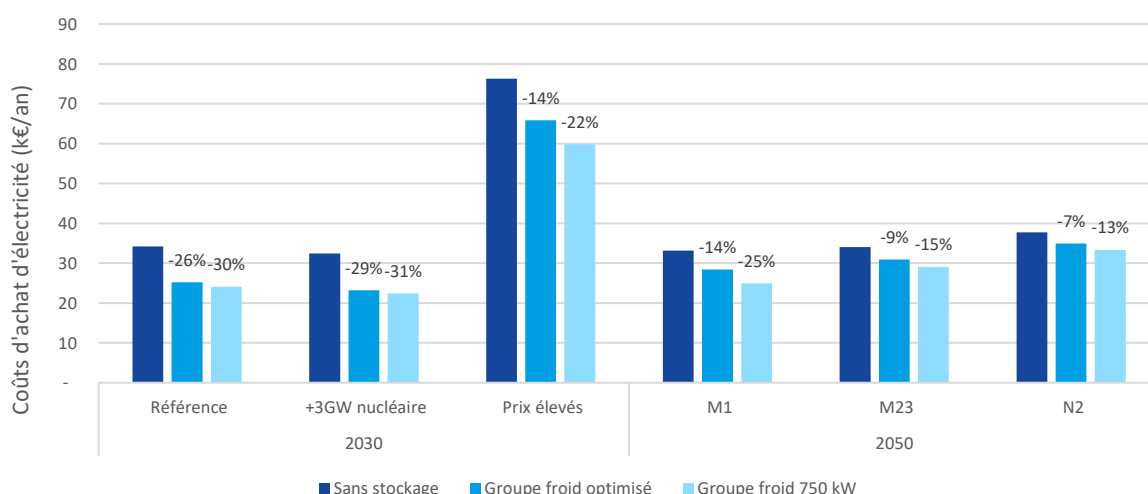


Figure 72 - Evolution des coûts d'approvisionnement en électricité de l'installation sans et avec stockage en fonction de la capacité installée de groupe froid

En revanche, ce surdimensionnement a un coût. Le groupe froid étant une technologie très chère, augmenter sa capacité réduit légèrement les bénéfices globaux apportés par le stockage. Coupler le stockage à un groupe froid dimensionné à 750 kW permettrait une réduction de 40% des coûts totaux de l'installation, contre 50% dans le cas d'un groupe froid optimisé. Les bénéfices du stockage dans une telle configuration restent malgré tout très importants et permettent de conserver un indicateur global d'intérêt économique largement supérieur à 1 sur l'ensemble des scénarios comme présenté Tableau 33.

Tableau 33 - Impact du dimensionnement du groupe froid sur l'indicateur global d'intérêt économique : rapport entre les gains économiques liés à l'ajout du stockage et les coûts supplémentaires engendrés par son installation et son exploitation

Scénario	Groupe froid optimisé à 330 kW	Groupe froid fixé à 750 kW
Référence	3,2	2,6
+3 GW nucléaire	3,2	2,6
Prix élevés	3,3	2,7
M1	3,2	2,5
M23	3,2	2,5
N2	3,2	2,5

D'un point de vue du porteur de projet, augmenter la capacité du groupe froid par rapport à une situation économiquement optimale semble aussi avantageux sur plusieurs aspects. Le profil de fonctionnement du groupe froid d'une capacité de 750 kW est très proche de la plage tarifaire heures pleines/heures creuses. Le projet pourrait donc bénéficier d'une tarification d'achat d'électricité plus intéressante. Aussi, il est à noter que le modèle ne prend pas en compte l'intégralité des contraintes opérationnelles du groupe froid. En particulier, le fonctionnement d'un groupe froid en base aurait tendance à dégrader le système et réduire sa durée de vie. Surdimensionner sa capacité pour avoir un fonctionnement tel que présenté dans la situation à 750 kW est donc plus favorable de ce point de vue-là.

3.3.6 Le stockage comme moyen de réduire les émissions de CO2 industrielles

*L'analyse CO2 présentée ici correspond à un calcul des émissions de CO2 évitées par l'ajout d'un stockage ou d'une flexibilité à une situation de référence réalisé avec une méthodologie **marginale** ou **incrémentale**. Etant donné le mix très décarboné de la France, ces méthodologies sont vues par certains acteurs du domaine comme une borne haute des émissions évitées.*

Il convient également de noter que ces résultats ne sont pas valables pour des grandes capacités, varieraient avec d'autres parcs de production, pourraient dans la réalité se heurter à des obstacles pratiques (par ex. : vision imparfaite des acteurs) et ne sont pas additifs. Nous invitons le lecteur à se référer à la section 1.4.4 pour plus de précisions.

Les émissions de CO₂ quantifiées dans cette section correspondent uniquement à celles issues de la consommation électrique du moyen de production de chaleur ou de froid et sont calculées suivant une méthode marginale. Afin d'avoir un bilan environnemental complet, il faudrait réaliser une analyse de cycle de vie et donc ajouter les émissions liées à la fabrication et au démantèlement des technologies considérées.

Comme pour les cas d'étude sur un réseau, l'ajout d'un stockage thermique dans un contexte industriel peut contribuer à la réduction des émissions de CO₂ liées à la production de chaleur ou de froid. Le scénario le plus favorable en termes de réduction d'émissions est le scénario *+3GW nucléaire* puisqu'il s'agit du scénario avec le plus grand nombre d'heures décarbonées.

Dans le cas d'un procédé P2H haute température, les émissions évitées par l'intégration d'un stockage (estimation réalisée avec une approche marginale, cf. section 1.4.4) se situe entre 5% et 8% des émissions de référence, suivant le scénario comme présenté Figure 73.. La réduction la plus importante correspond à 40 000 tCO₂/an évité (pour le scénario *+3GW nucléaire*), sur une base d'émissions de 600 000 tCO₂/an.

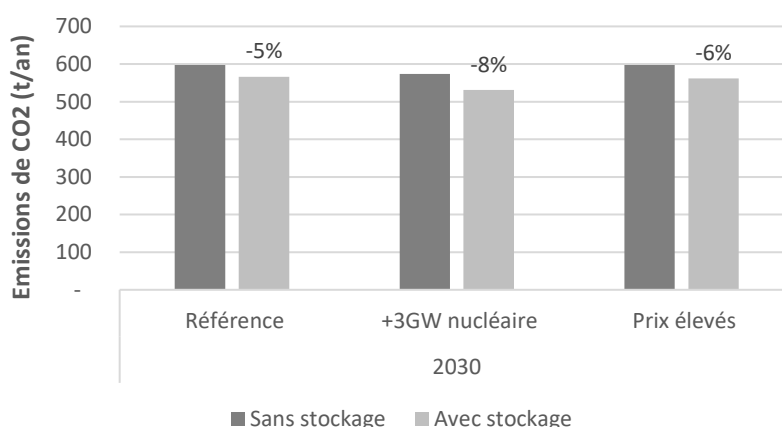


Figure 73 - Evolution des émissions de CO₂ liées à la production de chaleur via P2H haute température

Dans le cas froid, cette réduction peut monter jusqu'à 7 000 tonnes de CO₂ par an lorsque la capacité du groupe froid est optimisée économiquement. En revanche, lorsque celle-ci est imposée à 750 kW au lieu de l'optimum économique (environ 330 kW), le gain environnemental lié à la flexibilité apportée par le stockage a tendance d'augmenter. Ainsi sur le scénario *+3GW nucléaire*, l'impact sur les émissions (évaluée en méthodologie marginale, cf section 1.4.4) passe d'une réduction de 7 000 tonnes de CO₂/an à 18 000 tonnes de CO₂/an. On en déduit donc que surdimensionner légèrement le moyen de production par rapport à l'optimum économique améliore à la fois les services rendus au système ainsi que sa décarbonation. L'intégration d'un stockage pourra permettre par ailleurs de

réduire le nombre de groupes froids et la quantité de fluide frigorigène associée améliorant d'autant plus le bilan carbone de l'installation.

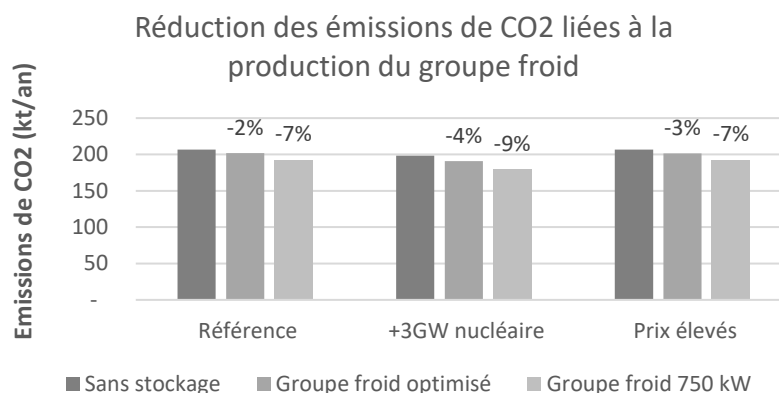


Figure 74 - Réduction des émissions de CO2 liées à la production du groupe froid en fonction de sa capacité installée

3.3.7 Enseignements

L'installation d'un stockage thermique chez un industriel présente **un intérêt économique du point de vue de la collectivité** à horizon 2030 et 2050. L'intérêt économique est plus marqué à l'horizon 2030 et dans un scénario à dominante solaire à horizon 2050 du fait de spreads de prix plus élevés.

L'intérêt économique d'un stockage pour un industriel **dépend fortement de la structure de la consommation** et plus particulièrement de l'horaire de la pointe. Sans stockage, les coûts d'approvisionnement sont beaucoup plus importants lorsque la pointe coïncide avec la pointe de consommation nationale. Si les contraintes opérationnelles le permettent, il peut y avoir un intérêt à déplacer cette consommation à des périodes de consommation moins contraignantes. Dans ce cas de figure, le stockage de chaleur reste intéressant dans des configurations de spread de prix élevés.

Contrairement aux cas d'un réseau de chaleur ou de froid, l'installation d'un stockage dans un contexte industriel ne s'accompagne pas nécessairement d'un sous-dimensionnement du moyen de production et donc d'une réduction de la puissance souscrite pour le porteur de projet. Ainsi, les gains économiques réalisés sur l'approvisionnement en électricité et l'arbitrage via le stockage sont meilleurs en augmentant la capacité du moyen de production.

Enfin, l'ajout d'un stockage en complément d'un moyen de production pour répondre à une demande industrielle permet de réduire les émissions de CO2 liés à la production de chaleur par de l'électricité (évaluation réalisée via une méthode marginale, cf section 1.4.4). Ceci représente un atout supplémentaire pour décarboner les usages de l'industrie.

3.4 Stockage pour valoriser un gisement thermique industriel inexploité

3.4.1 Description des cas d'étude

Ce cas d'étude propose d'évaluer l'intérêt économique et environnemental de l'installation d'un moyen de stockage pour la valorisation de gisements thermiques industriels inexploités. D'après l'ADEME⁷⁵, le potentiel de chaleur fatale valorisable issue de l'industrie française correspondrait à 110 TWh, soit 36% de la consommation de combustibles du secteur. 50% de ce gisement (53 TWh) a une température supérieure à 100°C, soit un niveau de température facilement exploitable. Au sein de ce gisement à plus de 100°C, 94% de la chaleur fatale est rejetée sous forme de vapeurs ou buées, directement exploitable par des technologies heat-to-power types turbine à gaz, turbines à vapeur ou ORC. Environ 50 TWh de chaleur fatale pourrait donc être valorisable sous forme d'électricité.

Cette électricité pourrait alors être autoconsommée sur site ou bien injectée sur un réseau électrique à proximité et donc valorisée sur le marché. La première option a été traitée dans le cadre de PEPS3. Le stockage a ainsi été évalué comme pertinent pour la valorisation de chaleur fatale dans de nombreux cas, notamment quand le profil de chaleur fatale diffère du besoin final et que les cycles charge/décharge sont nombreux (p.ex. journaliers). Dans le cadre de PEPS5, la seconde configuration est étudiée comme présenté Figure 75. Stocker la chaleur fatale récupérée d'une source continue afin de valoriser au mieux l'électricité produite selon les prix du marché pourrait présenter un intérêt économique que nous allons quantifier.

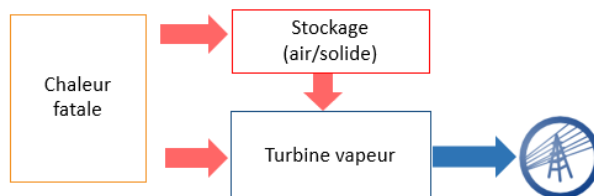


Figure 75 – Schéma de présentation du cas d'étude

Le gisement considéré est **continu et constant** toute l'année. Deux tailles et niveaux de température ont été considérés :

- Un gisement de taille réduite (2 MWth) avec un niveau de température entre 150°C et 300°C, correspondant par exemple à de la chaleur issue de fours tunnel.
- Un gisement de taille plus conséquente (50 MWth) dont le niveau de température est plus élevé, au-delà de 500°C, correspondant à de la chaleur issue de fours verrier ou de torchères.

Dans les deux cas, un stockage thermique sera considéré avec une puissance de décharge équivalente à la taille du gisement à valoriser et une durée de stock de 3 heures. Dans le cas de température faible,

⁷⁵ ADEME. (2017). *La chaleur fatale*.

le stockage huile/solide a été retenu, dont les caractéristiques technico-économiques sont présentées dans le Tableau 34. Pour ce qui est des températures élevées, le cas d'étude évaluera l'intérêt d'un stockage air/solide aux caractéristiques technico-économiques présentées dans le Tableau 35.

Tableau 34 – Hypothèses technico-économiques d'un stockage huile/solide de 2 MWth, 6MWh⁷⁶

Huile/solide	2030	2050
Capacité du stock (MWh)		6
Puissance nominale de décharge (MWth)		2
Efficacité (%)		89%
CAPEX (€)		292 000
OPEX (€/an)		2 920
Durée de vie (années)		20

Tableau 35 – Hypothèses technico-économiques du stockage air/solide de 50 MWth, 150 MWh⁷⁷

Air/solide	2030	2050
Capacité (MWh)		150
Puissance nominale de décharge (MWth)		50
Efficacité (%)		86%
CAPEX (€)	10 125 000	8 100 000
OPEX (€/an)	101 250	81 000
Durée de vie (années)		20

Dans le cas de gisement à volume et températures élevés, une analyse complémentaire est réalisée avec un stockage électrochimique en aval de la conversion de chaleur et dont les caractéristiques technico-économiques sont présentées dans le Tableau 36. Il convient de remarquer que le stockage électrochimique Li-Ion est une technologie trois fois plus chère que la technologie thermique air/solide

⁷⁶ D'après le CEA et Echo-Tech Ceram.

⁷⁷ D'après le CEA et Echo-Tech Ceram.

considérée. En revanche, la puissance de décharge à installer est bien moindre (15Mwe vs 50MWth) puisqu'il sera placé en aval de la conversion, ce qui amène à des prix relativement équivalents.

Tableau 36 – Hypothèses technico-économiques d'une batterie Li-Ion de 15 Mwe, 45 MWh⁷⁸

Batterie Li-Ion	2030	2050
Capacité (MWh)		45
Puissance nominale de décharge (Mwe)		15
Efficacité (%)		90%
CAPEX (€)	11 200 000	8 900 000
OPEX (€/an)	145 000	127 000
Durée de vie (années)		15

Pour la conversion de chaleur en électricité, deux technologies seront considérées :

- | La turbine à vapeur qui permet de fonctionner surtout sur des puissances supérieures à 1Mwe (gisements thermiques de tailles supérieures à 3 MWth) et dont les caractéristiques technico-économiques sont présentées Tableau 37.
- | L'ORC qui permet de valoriser des gisements de tailles plus faibles et dont les caractéristiques technico-économiques sont présentées
- | Tableau 38.

Tableau 37 – Hypothèses technico-économiques de la turbine vapeur⁷⁹

Turbine vapeur	2030	2050
Efficacité (%)		30%
CAPEX (€/MW)		500 000
OPEX (€/MW/an)		50 000
Durée de vie (années)		20

⁷⁸ D'après le CEA.

⁷⁹ D'après Echo-Tech Ceram.

Tableau 38 – Hypothèses technico-économiques de l'ORC⁸⁰

ORC	2030	2050
Efficacité (%)	10%	
CAPEX (€/MW)	2 000 000	
OPEX (€/MW/an)	83 000	
Durée de vie (années)	25	

Ce cas d'étude permet d'étudier deux choses :

- | L'intérêt de valoriser un gisement de chaleur fatale constant encore inexploité, autrement dit comparer les revenus liés à la vente d'électricité sur le marché par rapport aux coûts liés à l'installation d'un moyen de conversion heat-to-power.
- | Si intérêt il y a, d'étudier l'impact de l'ajout d'un stockage sur les bénéfices effectués.

Méthodologie : Optimisation économique de la puissance installée d'un moyen de conversion heat-to-power, avec et sans stockage installé, afin de valoriser le gisement de chaleur fatale inexploitée sur le marché de l'électricité.

Hypothèses clé :

- | Gisement à volume et température faibles :
 - Un gisement continu et constant de 2 MWth pour une température entre 150 et 300°C.
 - La conversion de chaleur en électricité via un ORC
 - Un stockage huile solide de 2MWth, 6 MWh.
- | Gisement à volume et température élevés :
 - Un gisement continu et constant de 50 MWth pour une température supérieure à 500°C.
 - La conversion de chaleur en électricité via une turbine à vapeur
 - Un stockage air/solide de 50 MWth, 150 MWh.

3.4.2 Valoriser un gisement inexploité est très intéressant pour la collectivité

Valoriser l'intégralité d'un gisement inexploité de chaleur fatale en électricité via un moyen de conversion heat-to-power est une situation favorable d'un point de vue économique pour la

⁸⁰ D'après Echo-Tech Ceram.

collectivité, dans les conditions de coûts et de rendement pris dans l'étude. Les gains réalisés par la vente d'électricité de l'ensemble du gisement sont supérieurs à ceux des moyens de conversion installés. Le bilan des deux installations est présenté Tableau 39 pour tous les scénarios. Il présente la différence entre revenus liés à la vente de chaleur en électricité et coûts de l'installation de conversion, le tout ramené au MWh exploité. De part des hypothèses de coûts plus faibles et de meilleur rendement, ce bilan est plus intéressant pour la turbine à vapeur sur tous les scénarios. Sur le scénario *Prix élevés* à horizon 2030, la différence est réduite puisque les revenus réalisés sur le marché prennent une part plus importante face aux coûts d'installation du moyen de conversion. A titre indicatif, dans cette situation, les coûts représentent 10% des revenus dans le cas de la turbine à vapeur et 26% dans le cas d'un ORC.

Tableau 39 – Bilan économique (différence entre vente de chaleur en électricité et coûts de l'installation de conversion) par MWh exploité

Bilan économique (€/MWh)		Gisement à volume et température faibles (ORC)	Gisement à volume et température élevés (Turbine à vapeur)
2030	Référence	7	15
	+3GW nucléaire	7	14
	Prix élevés	31	39
2050	M1	7	15
	M23	9	16
	N2	11	18

Au-delà de l'intérêt économique de la valorisation de ces deux gisements, l'installation d'un moyen heat-to-power permet également d'éviter des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité en France (évaluation via une méthode marginale, cf section 1.4.4). Celles-ci sont présentées Tableau 40 et correspondent à 115-120 kg de CO₂ évités par MWh de chaleur fatale exploité. La borne basse correspond au scénario *+3GW nucléaire* puisqu'il s'agit d'un scénario avec plus d'heures décarbonées. Pour un gisement de 2 MWth, cela revient à peu près à 2 000 tonnes de CO₂ évité par an alors que pour un gisement de 50 MWth cela monte à environ 50 000 tonnes de CO₂ par an. Pour rappel, il convient de souligner que cette comptabilité carbone ne prend pas en compte les émissions de CO₂ des installations sur l'ensemble de leur cycle de vie, qui nécessiteraient d'être quantifiées via une analyse de cycle de vie complet. Au vu des ordres de grandeur, il est malgré tout possible de conclure sur la pertinence de la valorisation d'un gisement thermique inexploité dans un contexte de décarbonation de l'électricité française et européenne.

Tableau 40 - Emissions de CO₂ évitées par MWh exploité suivant les scénarios de 2030

		Emissions CO ₂ par MWh exploité (kg/MWh)
2030	Référence	120
	+3GW nucléaire	114
	Prix élevés	120

3.4.3 Ajouter un stockage thermique en amont de la chaîne de valorisation de chaleur fatale présente un intérêt limité

L'intégration d'un stockage thermique en amont de la chaîne de valorisation de la chaleur fatale réduit l'intérêt économique du système. Le Tableau 41 présente le rapport entre gains (en vente d'électricité ou investissement du moyen H2P) et coûts (liés à la technologie de stockage supplémentaire). L'ensemble des valeurs sont très inférieures à 1, signifiant que les coûts supplémentaires surpassent largement les gains liés à l'arbitrage du stockage.

Tableau 41 - Indicateur global d'intérêt économique : rapport entre les gains économiques liés à l'ajout du stockage et les coûts supplémentaires engendrés par son installation et son exploitation

		Gisement 2MWth	Gisement 50MWth
Scénario		Stockage thermique (huile/solide)	Stockage thermique (air/solide)
2030	Référence	0,06	0,1
	+3 GW nucléaire	0,06	0,2
	Prix élevés	0,37	0,5
2050	M1	0,10	0,3
	M23	0,06	0,1
	N2	0,05	0,1

L'intégration d'un moyen de stockage s'accompagne nécessairement d'un surdimensionnement du moyen H2P pour pouvoir vendre sous forme d'électricité l'excédent de chaleur stockée en parallèle de l'exploitation du gisement continu. Du fait de coûts plus faibles, l'optimisation économique conduit à l'installation de plus grandes capacités dans le cas d'une turbine à vapeur (jusqu'à 17% dans le scénario le plus favorable) que dans celui de l'ORC (limité à 4%). Ceci offre un peu plus de marge de manœuvre pour la décharge du stockage et donc à des revenus.

L'ajout d'un stockage ne permet d'améliorer que très légèrement les revenus liés à la vente de la chaleur convertie en électricité sur le marché comme présenté Figure 76. Celle-ci présente les revenus par MWh exploité. Sur le cas du gisement de 2 MWth, le stockage permet jusqu'à 15 000€ de revenus supplémentaires par an (sur une base de 740 000 €) pour le scénario le plus favorable (*Prix élevés* en 2030), soit 2% d'augmentation. Sur ce même scénario, l'installation d'un stockage pour un gisement de 50 MWth permet un gain supplémentaire de 500 000€/an sur les revenus perçus (sur une base de 18 M€), soit 3% d'augmentation.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

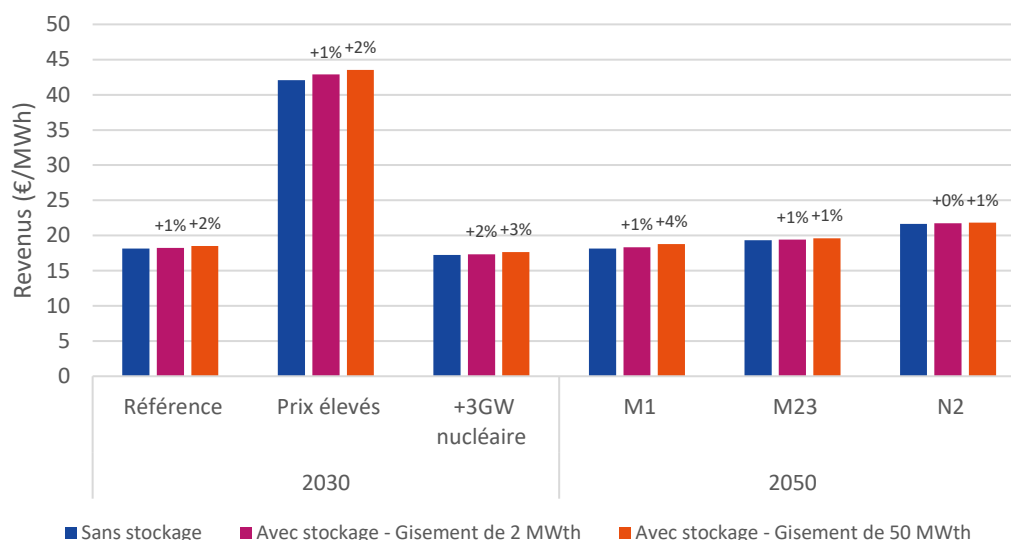


Figure 76 - Impact de l'installation d'un stockage huile/solide (2MWth, 3h) sur les revenus liés à la valorisation du gisement de 2MWth à température <400°C

Cependant ces revenus supplémentaires ne permettent pas de palier les coûts additionnels liés au surdimensionnement du moyen de conversion et à l'installation du stockage. Dans les deux cas, le bilan de l'installation est moins bon suite à l'ajout du stockage. Ceux-ci sont présentés Figure 77 pour le gisement de 2 MWth et Figure 78 pour le gisement de 50 MWth dans le cas le plus favorable (scénario *Prix élevés* en 2030). Dans les deux cas, les bénéfices sont réduits de 4% et 5% avec stockage par rapport à sans stockage.

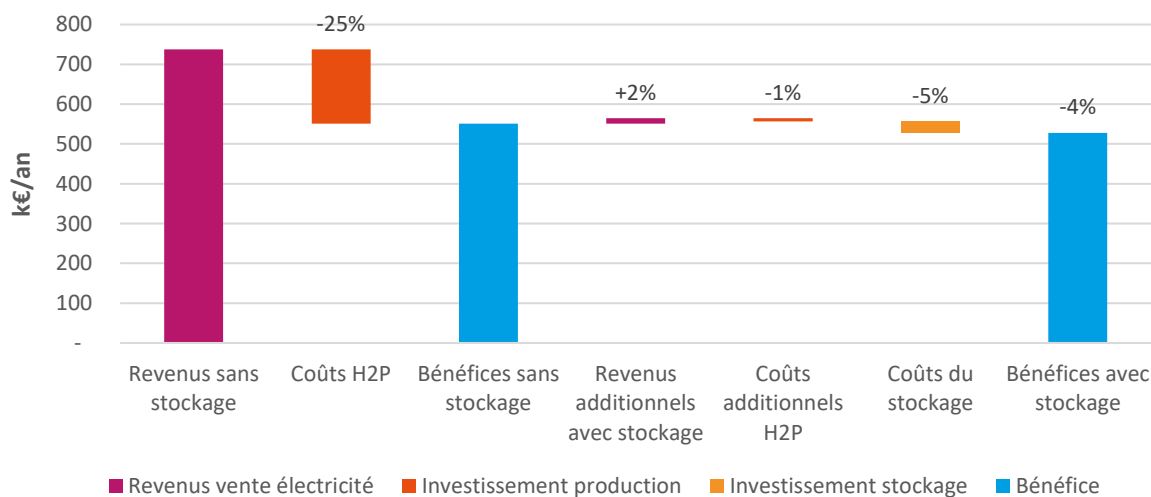


Figure 77 - Impact de l'ajout d'un stockage huile/solide sur le bilan de la valorisation du gisement de chaleur fatale constant de 2MWth sur le scénario *Prix élevés* à horizon 2030

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

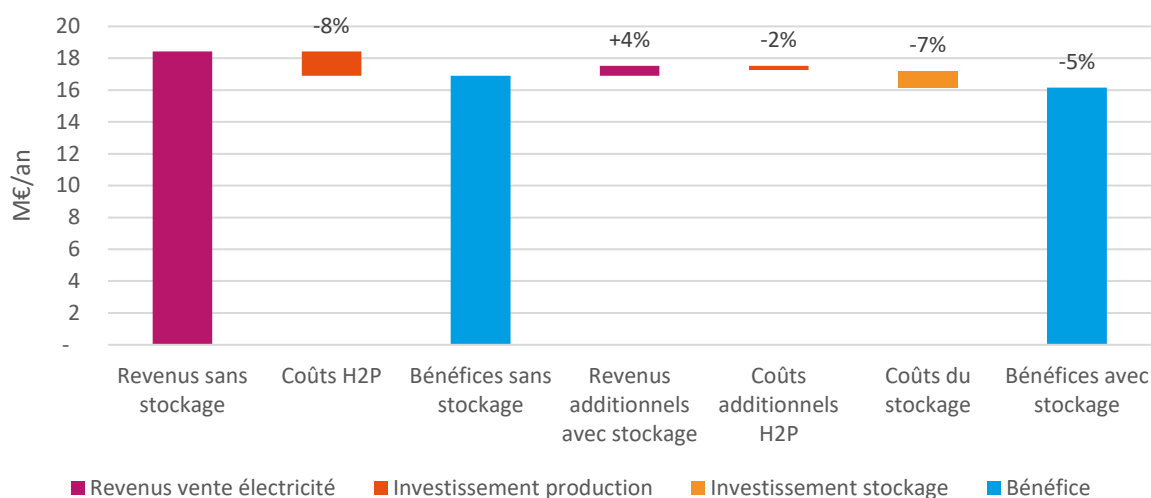


Figure 78 - Impact de l'ajout d'un stockage air/solide sur le bilan de la valorisation du gisement de chaleur fatale constant de 50MWth sur le scénario Prix élevés à horizon 2030

D'un point de vue environnemental, l'installation de stockage apporte peu d'améliorations, les émissions évitées supplémentaires permises restant assez marginales face à celles évitées grâce à l'installation du moyen heat-to-power. Dans les deux cas, cette amélioration atteint les 2% au maximum en 2030 (évaluation via la méthode marginale).

3.4.4 Un stockage électrique en aval du processus est plus pertinent d'un point de vue économique qu'un stockage thermique en amont

Comme constaté dans la précédente section, la décharge d'un stockage thermique en amont de la production de chaleur est fortement contrainte par le nécessaire surdimensionnement du moyen heat-to-power. Un stockage électrique positionné en aval de la conversion (cf Figure 79) ne présenterait par cette contrainte. Cela aurait donc deux avantages : s'abstraire des coûts supplémentaires liés à un tel surdimensionnement et améliorer l'arbitrage possible face aux prix de l'électricité.

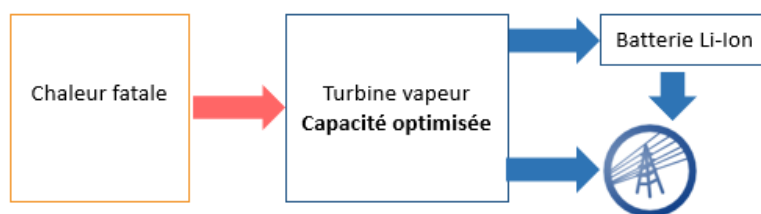


Figure 79 - Schéma de présentation du cas d'étude

Le Tableau 42 présente une comparaison de l'indicateur gain/coût pour les deux situations de stockage (thermique et électrique) dans le cas d'un gisement à 50 MWth. A horizon 2030, cet indicateur est proche de 1 pour le cas électrique sur les 3 scénarios laissant présager en moyenne des bénéfices

équivalent au cas sans stockage. Sur l'horizon 2050, intégrer un stockage au système reste moins favorable que sans stockage dans les deux configurations.

Tableau 42 - Indicateur global d'intérêt économique : rapport entre les gains économiques liés à l'ajout du stockage et les coûts supplémentaires engendrés par son installation et son exploitation

Gisement 50MWth			
	Scénario	Stockage thermique (air/solide)	Stockage électrique (Batterie Li-Ion)
2030	Référence	0,1	0,8
	+3 GW nucléaire	0,2	0,8
	Prix élevés	0,5	1,1
2050	M1	0,3	0,5
	M23	0,1	0,3
	N2	0,1	0,3

D'un point de vue opérationnel, cette configuration offre effectivement beaucoup plus d'amplitudes d'arbitrage au moyen de stockage. La Figure 80 présente le comportement des stockages en amont et en aval sur une même semaine d'été. Là où un stockage thermique ne peut réaliser qu'un seul cycle complet puisque limiter dans sa décharge par le surdimensionnement du moyen heat-to-power, le stockage électrique en effectue 6. Sur toute l'année, le stockage électrique effectue ainsi 10 fois plus de cycles complets que le stockage thermique.

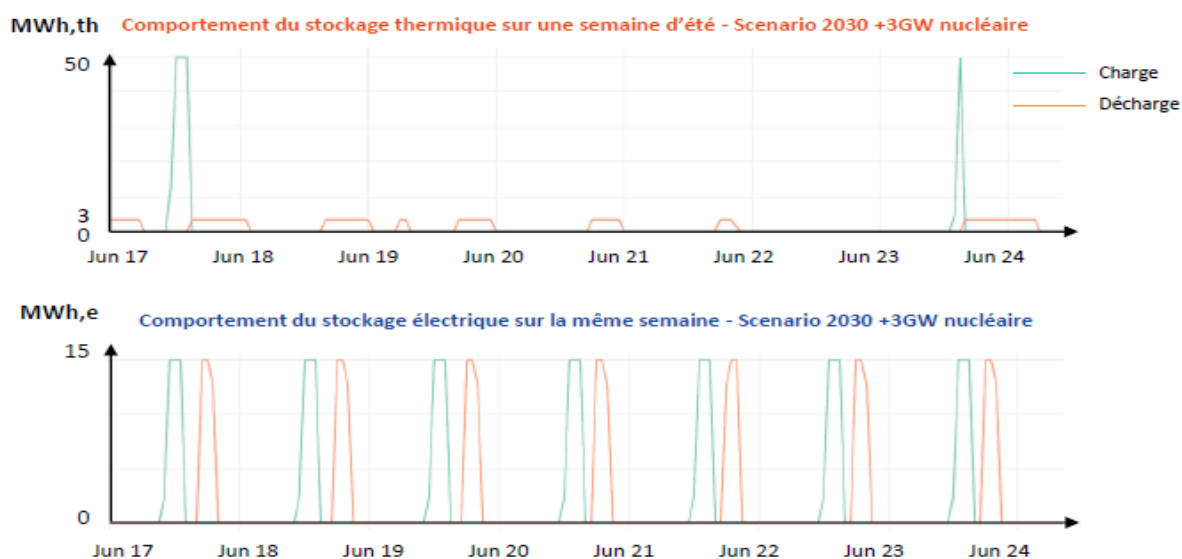


Figure 80 - Comparaison des comportements des stockages thermiques et électriques sur une semaine d'été

Une telle liberté améliore l'arbitrage effectué par le stockage et donc les revenus perçus grâce à la vente de chaleur convertie sur le marché de l'électricité. Cette augmentation non négligeable est de l'ordre du million d'euros supplémentaires par an à horizon 2030 (sur des revenus allant de 8 à 18 M€) et du demi-million supplémentaire par an à horizon 2050 (sur des revenus entre 8 et 10 M€). La comparaison des deux configurations est présentée Figure 81.

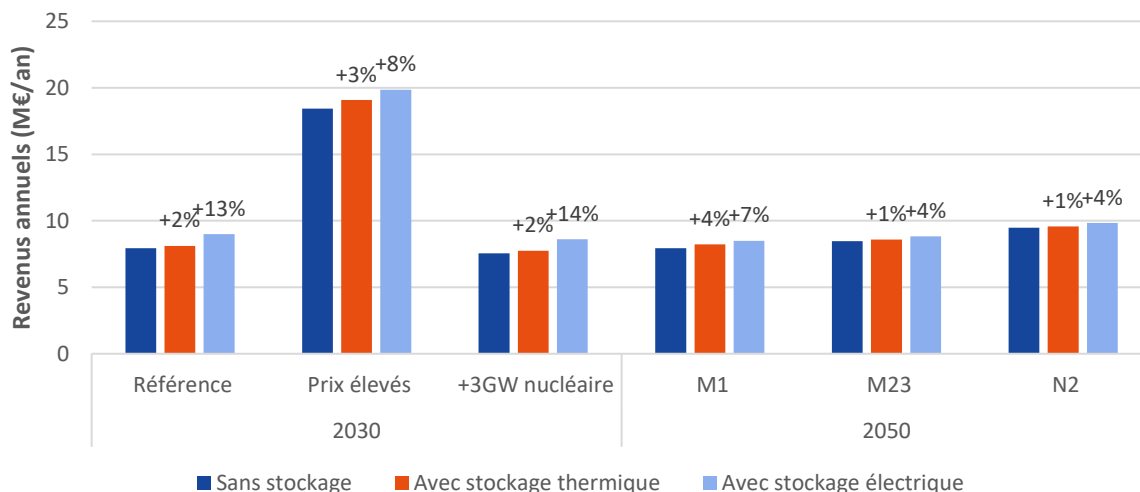


Figure 81 - Evolution des revenus liés à la valorisation de chaleur fatale entre une configuration avec stockage thermique en amont ou stockage électrique en aval de la conversion

En termes de postes de coûts :

- | Aucun surdimensionnement du moyen H2P n'est nécessaire dans le cas électrique puisque la technologie est positionnée en aval de la conversion.
- | Grâce à ce positionnement, la puissance de décharge nécessaire est bien moins importante. Ainsi, même si le stockage électrique Li-Ion est trois fois plus chère que la technologie thermique air/solide, les coûts du stockage résultant sont très proches.

Les gains supplémentaires améliorent donc nettement le bilan de l'installation avec stockage dans le cas électrique par rapport au cas thermique (Figure 82). Il permet de présenter des bénéfices presque identiques à la situation sans stockage à horizon 2030 voire supérieur dans le scénario *Prix élevés*.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

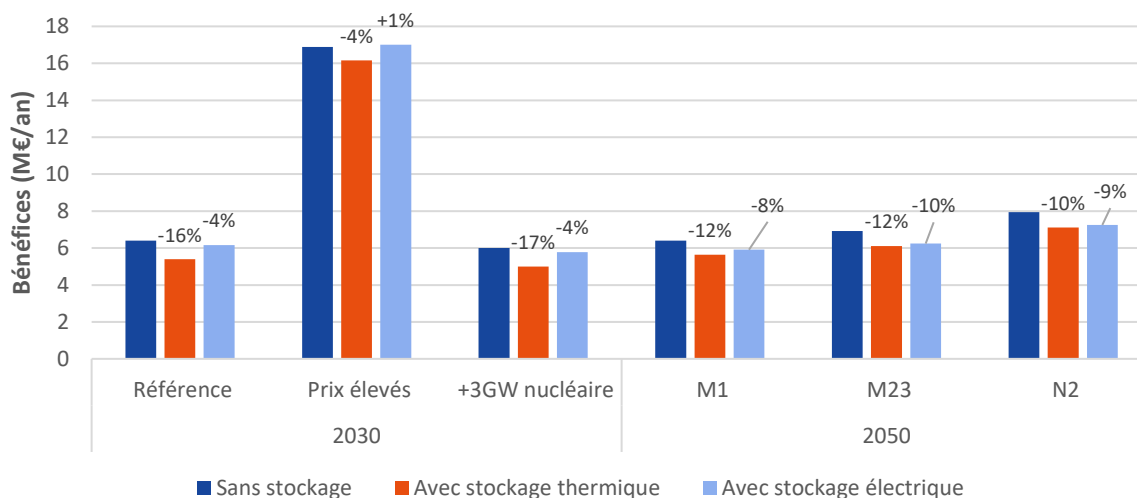


Figure 82 - Evolution des bénéfices liés à la valorisation de chaleur fatale entre une configuration avec stockage thermique en amont ou stockage électrique en aval de la conversion

D'un point de vue environnemental, la configuration avec stockage électrique présente un bilan similaire à celui avec stockage thermique, soit une amélioration pouvant atteindre 2% des émissions évitées (évaluation via une méthode marginale).

A horizon 2030, l'ajout d'un stockage électrique permet d'atteindre un bilan économique similaire à celui sans stockage avec en plus des émissions évitées supplémentaires. Une analyse de cycle de vie complète de l'installation pourrait donc permettre de statuer quant à la pertinence ou non d'intégrer une telle solution.

3.4.5 Enseignements

Le potentiel de chaleur fatale valorisable sous forme d'électricité représente 10% de la consommation électrique française. L'étude montre que cette valorisation est particulièrement **intéressante pour la collectivité que ce soit d'un point de vue économique ou environnemental**. Dans les conditions d'hypothèses de coûts étudiés, elle permet des revenus pouvant atteindre 40€/MWh exploité et d'éviter de l'ordre de 120 kg de CO₂ par MWh exploité (comptabilité marginale, cf. section 1.4.4). Sur les exemples de gisements étudiés, cela reviendrait à éviter 2 000 tonnes de CO₂ par an pour un gisement de 2 MWth et jusqu'à plus de 50 000 tonnes de CO₂ par an pour un gisement de 50 MWth.

Pour un gisement de chaleur fatale continu et constant, l'installation d'un stockage thermique en amont du moyen heat-to-power n'est pas pertinent économiquement pour la collectivité. Les revenus supplémentaires apportés sont beaucoup plus faibles que le coût additionnel lié au surdimensionnement du moyen de conversion et à l'installation du stockage. L'apport de flexibilité permet cependant d'améliorer les émissions évitées, ce qui peut représenter un argument de soutien financier pour les technologies pour lesquelles le bilan n'est pas trop mauvais.

L'installation d'un stockage électrique en aval de la conversion de chaleur en électricité améliore significativement le bilan de l'installation. **En effet, dans cette configuration, aucun**

surdimensionnement du moyen de conversion d'énergie n'est nécessaire et l'arbitrage de la batterie n'est pas limitée par celui-ci. A horizon 2030, cette situation apporte des bénéfices à peu près identiques à celle sans stockage, avec en plus des émissions de CO2 supplémentaires évitées. Une analyse de cycle de vie complet **serait nécessaire** pour permettre de conclure quant à la pertinence de cette solution d'un point de vue environnemental.

Il est à noter que le champ des possibles est vaste vis-à-vis de ce cas et que des analyses complémentaires seraient pertinentes. Il pourrait dans un premier temps être intéressant d'effectuer une étude similaire pour les gisements thermiques variables encore inexploités. Certaines formes pourraient être plus adapté à l'arbitrage d'un stockage. Par ailleurs, d'autres configurations de stockage n'ont pas été étudiées, telle que l'installation d'un stockage à air comprimé qui aurait aussi pu éviter le surdimensionnement du moyen heat-to-power. Enfin, la complémentarité des deux formes de stockage (électrique et thermique) sur différents marchés pourrait être intéressante à étudier plus précisément.

4 Power-to-gas

4.1 Synthèse des enseignements

L'étude PEPS5 s'inscrit dans la lignée des précédentes études et plus particulièrement PEPS4 en ce qui concerne le power-to-gas (PtG). Dans cette précédente étude⁸¹, l'intérêt économique de substituer l'hydrogène produit par vaporéformage par celui produit via électrolyse a été confirmé pour un fonctionnement des électrolyseurs sur des heures à prix faible et décarbonées (2000 heures⁸²). Un cas d'usage complémentaire est considéré ici, à savoir l'injection d'hydrogène sur le réseau gazier en 2030, en substitution de gaz naturel. On note cependant que produire de l'hydrogène par électrolyse pour le substituer à une partie du gaz naturel transitant dans le réseau gaz (pour satisfaire donc des usages aval gaz) est moins pertinent du point de vue du bilan primaire gaz que de substituer l'hydrogène produit par vaporeformage de gaz naturel par de l'hydrogène électrolytique pour un usage direct de l'hydrogène. En 2050, dans un tout autre cadre de décarbonation du système gazier, est évalué le coût de production d'une installation de méthanation.

Le PtG est régi par plusieurs contraintes structurelles pour ce qui concerne ces deux cas d'étude évalués. Dans le cas de l'électrolyse pour l'injection d'hydrogène dans le réseau, celles-ci sont principalement matérielles et concernent l'adaptabilité des structures existantes (transport, stockage, qualité du gaz résultant). Dans le cas de la méthanation, celles-ci concernent plutôt l'approvisionnement et le coût du CO₂ biogénique nécessaire au processus de méthanation. Malgré ces contraintes, le PtG constitue à court terme une solution technologique pouvant permettre l'émergence de la production d'hydrogène décarboné et, à long terme, une solution pouvant contribuer à la décarbonation du système gazier.

A horizon 2030, les prix des combustibles fossiles et du CO₂ sont très dimensionnants pour la valorisation d'une installation d'électrolyse dédiée à l'injection d'hydrogène sur le réseau. Dans une configuration où ceux-ci sont élevés (scénario *Prix élevés*), la production d'hydrogène à la marge du système sur des heures décarbonées (2000 heures) a un intérêt économique pour la collectivité. Dans les situations de référence, cet intérêt est avéré pour un prix de la tonne CO₂ évitée plus élevé compris entre 160 et 200 €/tCO₂ pour un électrolyseur alcalin et entre 250 à 310 €/t pour un électrolyseur PEM. Un fonctionnement sur un plus grand nombre d'heures (6000 heures) augmente encore plus ce coût social de la tonne CO₂ évitée du fait d'un approvisionnement en électricité à un coût surpassant les gains associés au CH₄ évité.

A horizon 2050, le coût de production de méthane via méthanation est lui aussi très dépendant du coût d'approvisionnement du CO₂ biogénique. *Une installation de méthanation pourrait produire du méthane de synthèse à un coût de production se situant dans un intervalle de 120 €/MWh à 160*

⁸¹ <https://atee.fr/document/peps4-etude-sur-le-potential-national-du-stockage-deelectricite-et-du-power-to-gas>

⁸² A noter que les projets actuels d'électrolyses visent des taux de charge d'environ 80%, ce qui correspond à plus de 6000h de fonctionnement dans l'année (cas traité en section 4.2.4)

€/MWh pour des heures élevées de fonctionnement, un coût de l'intrant H2 compris entre 2 et 3 €/kg et une solution d'approvisionnement en CO2 biogénique « médiane » (présentant un coût entre 90 et 280€/t, mais au potentiel incertain compte-tenu des compétitions d'usage entre méthanation et carburant liquides de synthèse (ex e-methanol) pour l'accès à la ressource la moins chère et/ou du réalisme des schémas de collecte). Sa valeur est relativement invariante sur une plage de 4000 à 8000 heures de fonctionnement.

4.2 Valeur d'un électrolyseur pour l'injection dans le réseau en 2030

4.2.1 Description du cas d'étude

Dans PEPS4, l'intérêt de l'électrolyse en remplacement d'installations de vaporeformage (pour un usage direct type industrie ou transport) a été confirmé pour des fonctionnements sur des heures à prix faibles et décarbonées (2000h). Dans un contexte où toutes ces installations seraient substituées, la question peut se poser de savoir si injecter l'hydrogène en mélange avec le gaz naturel sur le réseau gazier a un intérêt économique pour la collectivité. On notera que l'hydrogène produit par électrolyse pour la réduction de la production par vaporeformage a intrinsèquement plus de valeur que la production d'hydrogène pour l'injection, l'hydrogène produit dans le 1^{er} cas permettant d'éviter plus de gaz consommé par MWh produit.

L'injection d'hydrogène sur le réseau gazier est perçue comme une solution temporaire qui permettrait de supporter le développement de grandes capacités de production d'hydrogène avant même d'avoir développé des infrastructures dédiées à son transport. D'après la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné⁸³, la France se fixe un objectif de 6,5 GW d'électrolyseurs installés en 2030. L'injection serait un levier supplémentaire pour développer la production d'hydrogène ou d'électricité bas carbone le temps que les usages dédiés se développent localement.

L'injection d'hydrogène sur un réseau qui ne lui est initialement pas dédié présente cependant certaines contraintes techniques. Tout d'abord, la comptabilité du réseau de gaz dépend de la proportion d'hydrogène ajoutée au gaz, notamment à cause de la perméabilité à l'hydrogène des matériaux polymères constitutifs des infrastructures de transport⁸⁴. Ces notions de perméabilité sont d'ailleurs également applicables aux infrastructures de stockages de gaz souterrains. Par ailleurs, la modification de la composition chimique du gaz naturel suite à l'introduction d'hydrogène présente des enjeux de sécurité liés à la détection de fuites et au contrôle des différentes propriétés du gaz circulant. Cela nécessite des vérifications sur la conservation de l'intégrité de l'ensemble des équipements de suivi. Enfin, certains équipements des consommateurs de gaz, en aval, présentent peu

⁸³ <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarbone-france#>

⁸⁴ *Enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de transport et distribution de gaz naturel*. Ineris. 2019.

ou pas d'adaptabilité aux éventuels changements dans le mélange de par la nécessité de maîtriser les réactions chimiques. C'est le cas notamment dans l'industrie avec par exemple les processus liés à la production de verre ou la distribution de GNV.

Les opérateurs de réseau de gaz ont ainsi réalisé des études visant à évaluer le seuil limite d'injection d'hydrogène en prenant en compte la nature des canalisations, des équipements réseaux, des consommateurs en aval, ainsi que la présence ou non de stockages aquifères (dont la tolérance à l'hydrogène demeure inconnue à date contrairement aux cavités salines). Les différents acteurs se sont accordés sur le fait qu'un seuil volumique de 6%⁸⁵ peut être atteint sur certaines des mailles du réseau avec des adaptations à mettre en œuvre assez limitées, hors présence de clients sensibles en aval⁸⁶. Des actions sont d'ailleurs déjà en cours dans ce sens avec, par exemple, une homologation des compteurs, une adaptation des outils comme détecteurs de fuites à des mélanges d'hydrogène et de gaz.

Une incertitude existe donc sur le gisement exact de branches du réseau de gaz permettant une injection d'hydrogène à 6% en volume. Les opérateurs vont d'ailleurs travailler en ce sens afin de permettre l'identification plus précise des zones propices à l'injection d'hydrogène sur les différentes mailles du réseau compte tenu des contraintes techniques des infrastructures et des usages à l'aval [86].

L'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz n'est envisagée que sur du très court terme. La pertinence de ce cas d'étude n'est donc évaluée qu'à horizon 2030. Un électrolyseur d'1MWe est considéré à la marge du système électrique existant. Celui-ci s'approvisionne sur le réseau électrique et injecte sa production intégralement sur le réseau de gaz.

Il est supposé dans le cas de base que le point du réseau où est réalisée l'injection n'apporte pas de contrainte sur la production. Autrement dit, le réseau considéré est suffisamment grand pour que la production d'hydrogène d'un électrolyseur d'1MWe ne dépassent pas les 6% de contrainte volumique identifiés par les gestionnaires de réseau de gaz. Avec un rendement d'électrolyseur de 80% et un PCS de l'hydrogène de 3,55 kWh/Nm³⁸⁷, 1 MWe peut produire 225 Nm³/h d'hydrogène. Si on considère une contrainte de 6% d'injection maximale en volume, cela implique de considérer un réseau dont le débit est au minimum de 3756 Nm³/h. De tels niveaux ne sont accessibles toute l'année que sur une branche du réseau principal. On retrouve des niveaux de consommation de ce type aussi en hiver sur les branches les plus importantes du réseau régional.

Afin d'évaluer la pertinence économique de l'injection sur un périmètre plus large, une configuration avec contrainte d'injection a aussi été étudiée. Pour cela, une courbe de débit a été construite sur la

⁸⁵ Substituer 6% d'un volume de gaz naturel par de l'hydrogène revient à une substitution de 1.9% en énergie (PCS CH₄ = 39.77 MJ/m³, PCS H₂ = 12.76 MJ/m³)

⁸⁶ *Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz nature*. Opérateurs français du réseau de gaz. 2019.

⁸⁷ <https://www.encyclopedie-energie.org/lhydrogene/>

base des consommations moyennes journalières par mois sur la région des Hauts-de-France⁸⁸. Il est considéré que cette consommation correspondrait à la plus grande branche de réseau régional, à l'interface avec le réseau de transport de gaz. Cette branche fictive présente un débit moyen de 4 000 Nm³/h sur l'année. Le profil d'injection résultant est présenté en Figure 83. On observe que l'été, lorsque la consommation de gaz est moins importante et que le débit est donc réduit sur la branche, l'injection sera réduite jusqu'à 80% de sa valeur maximale.

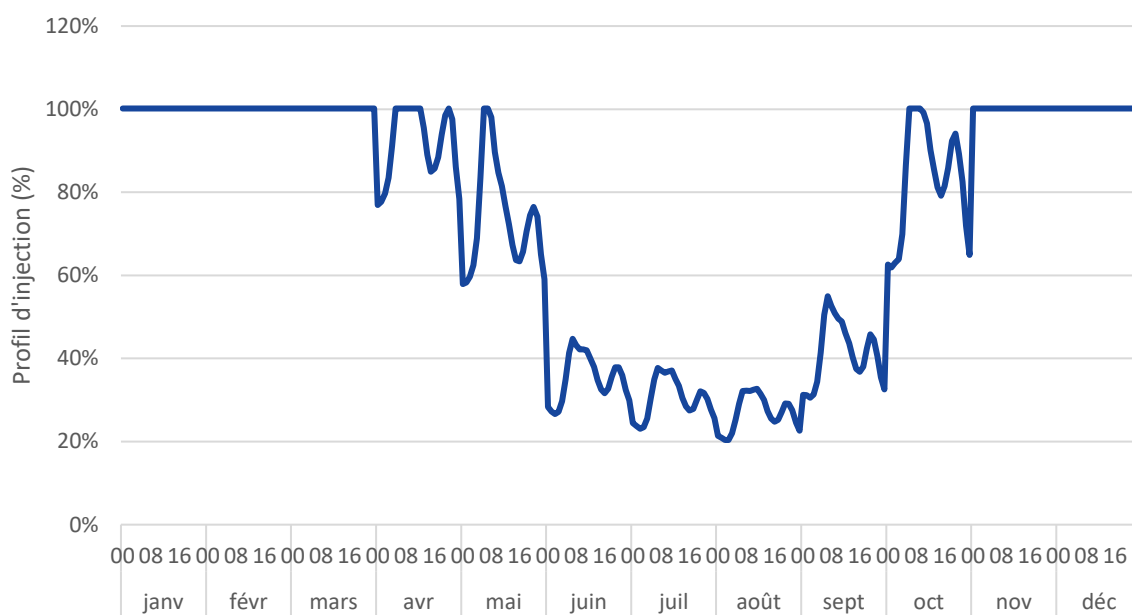


Figure 83 - Profil journalier d'injection par mois pour une branche de réseau régional respectant la contrainte de 6% d'injection maximale en volume⁸⁹.

Deux modes de fonctionnement de l'électrolyseurs sont évalués pour ce cas d'étude : la production d'hydrogène décarboné, autrement dit un électrolyseur fonctionnant lorsque l'électricité marginale est décarbonée, et un fonctionnement sur un nombre d'heures plus élevé (6000 h) correspondant au fonctionnement opérationnel d'un électrolyseur.

Deux technologies d'électrolyseurs sont considérées : l'électrolyseur alcalin et l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM), qui se positionnent comme des solutions matures de production d'hydrogène. La première domine actuellement le marché car possède un très bon rapport coûts/efficacité et la seconde promet de nombreuses avancées technologiques (notamment une amélioration du rendement). Leurs caractéristiques technico-économiques sont présentées Tableau 43.

⁸⁸ <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/courbe-de-charge-eldgrd-regional-grtgaz-terega/table/?disjunctive.region&sort=-id>

⁸⁹ Construction sur la base des [consommations quotidiennes définitives & régionalisées de gaz des distributions publiques à l'interface avec le réseau de transport de gaz](#)

Tableau 43 - Hypothèses technico-économiques des électrolyseurs de type alcalin et PEM à horizon 2030

Horizon 2030	Electrolyse Alcaline	Electrolyse PEM
Capacité (MWe)	1	
Efficacité (% PCI)	68%	70% ⁹⁰
CAPEX (€)	400 000	625 000
OPEX (€/an)	28 000	36 000
Durée de vie (années)	20	
Nombre d'heure de remplacement de cellules (h)	95 000	75 000
Coût de remplacement des cellules (€)	210 000	328 000

On soulignera que ces hypothèses concernent un périmètre théorique d'approvisionnement et d'assemblage d'un électrolyseur (à savoir les équipements achetés, livrés et installés sur site). Dans le cadre de la mise en œuvre d'un tel ouvrage, d'autres éléments financiers sont à prendre en compte et n'ont pas été évalués ici⁹¹. De plus, les CAPEX ci-dessus représentent des valeurs optimistes notamment si on les applique à des électrolyseurs de petite taille, tels que ceux que l'on utiliserait pour valoriser le CO2 issu des méthaniseurs (par manque d'effet de taille et par rapport à un faible nombre d'heures de fonctionnement, ces électrolyseurs seront plus chers que ceux que l'on peut envisager pour des applications plus larges et industrielles).

⁹⁰ Il existe une forte incertitude sur l'efficacité des électrolyseurs PEM à des horizons lointains. Cette valeur de 70% PCI prise dans les calculs de PEPS5 correspond à la borne haute de l'efficacité prévue par le CEA en 2030 (~68% PCI), sachant que la prévision pour 2050 est entre 63 et 74% PCI.

⁹¹ *Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance*. National Energy Technology Laboratory. 2019

Méthodologie : Evaluation de l'intérêt économique d'un électrolyseur d'1 MWe à la marge du système électrique existant en 2030.

Hypothèses clés :

- Un électrolyseur d'1MWe à la marge du système électrique existant.
- Evaluation sur des technologies Alcalin et PEM
- Injection sur le réseau de gaz sans contrainte (situation de référence où le réseau est suffisamment grand pour absorber le volume injecté, i.e. en respectant la contrainte de 6% en volume) et avec contrainte volumique (sur une branche de réseau régional).
- Fonctionnement de l'électrolyseur sur des heures à marginalité décarbonée (entre 1600 et 1900 heures suivant le scénario) et en base sur 6000 heures les moins chers.

4.2.2 Le fonctionnement des électrolyseurs sur des heures décarbonées permet des économies de gaz et d'éviter des émissions de CO₂

La production d'hydrogène décarboné s'effectue sur les heures de production d'électricité décarbonées qui varient entre 1 600 h et 1 900 h selon le scénario considéré à horizon 2030 (Tableau 44). Pour rappel, ces heures sont définies via un prix seuil (20€/MWh) qui définit la marginalité nucléaire/ENR d'un côté et thermique de l'autre.

Tableau 44 - Heures moyennes de fonctionnement de l'électrolyseur par scénario en 2030

	Référence	Prix élevés	+3GW nucléaire
Heures moyennes de fonctionnement	1 592	1 588	1920

Injecter de l'hydrogène décarboné (donc fonctionnant sur ces heures de production décarbonée) en substitution à du gaz fossile a un impact environnemental positif. Pour un électrolyseur d'1 MWe, cela permet de remplacer 1.3 à 1.5 GWh/an de gaz fossile et d'éviter ainsi entre 260 et 315 tCO₂/an comme présenté en Figure 84. Du fait d'un meilleur rendement, l'électrolyseur PEM permet d'améliorer ces bénéfices de 4%.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

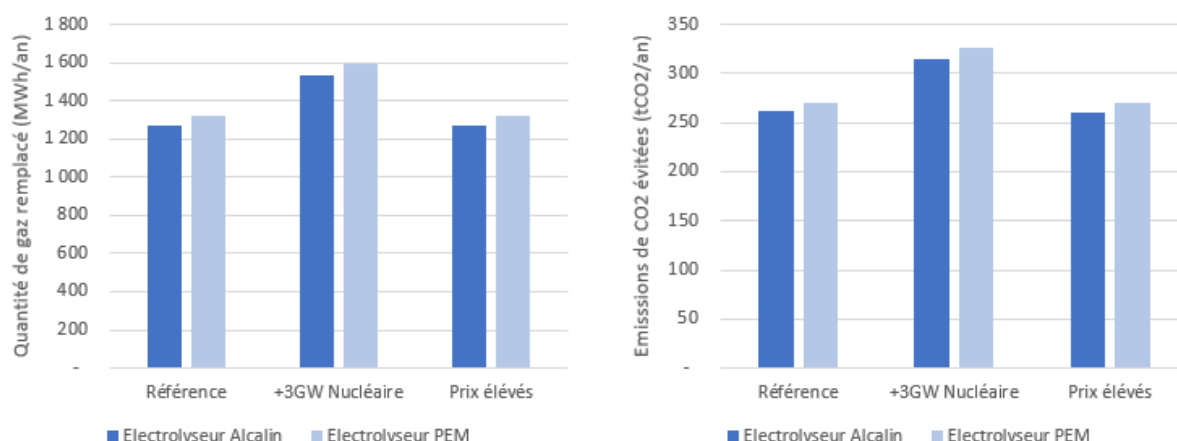


Figure 84 - Evolution de la quantité de gaz remplacé (à gauche) et des émissions de CO2 évitées (à droite) par l'injection d'hydrogène via un électrolyseur d'1MWe suivant différents scénarios à horizon 2030

Des économies annuelles de gaz rapportant de 22 à 113 k€/an.

En 2030, les hypothèses de prix du gaz sont de 16€/MWh pour les scénarios *Référence* et *+3GW nucléaire* et de 80€/MWh pour le scénario *Prix élevés*. La valeur économique associée à ce gaz évité varie donc fortement d'un scénario à l'autre. L'injection d'hydrogène décarboné produit à partir d'une technologie alcaline permet des gains estimés entre 22 000 et 113 000€/an. Les gains possibles sur le scénario *Prix élevés* augmentent de près de 350% par rapport aux deux autres scénarios. A nouveau, l'installation d'une technologie PEM à la place d'une technologie alcaline permet d'améliorer ces revenus de 4%.

Des économies annuelles liées au CO2 fossile évité rapportant de 22 à 27 k€/an

En 2030, l'hypothèse de prix du CO2 (prix ETS) est de 85€/tCO2 pour l'ensemble des scénarios considérés dans l'étude. Contraindre l'électrolyseur à consommer uniquement de l'électricité décarbonée permet également d'effectuer des gains économiques liés aux émissions de CO2 évitées grâce à la substitution du gaz naturel dans le réseau par de l'hydrogène décarboné. Ces gains économiques sont du même ordre que la valorisation économique du gaz évité des scénarios *Référence* et *+3GW nucléaire*. Ils peuvent ainsi varier entre 22 000 et 27 000€/an.

En résumé, les gains économiques liés à l'injection d'hydrogène décarboné sont présentés en Figure 85 suivant les scénarios.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

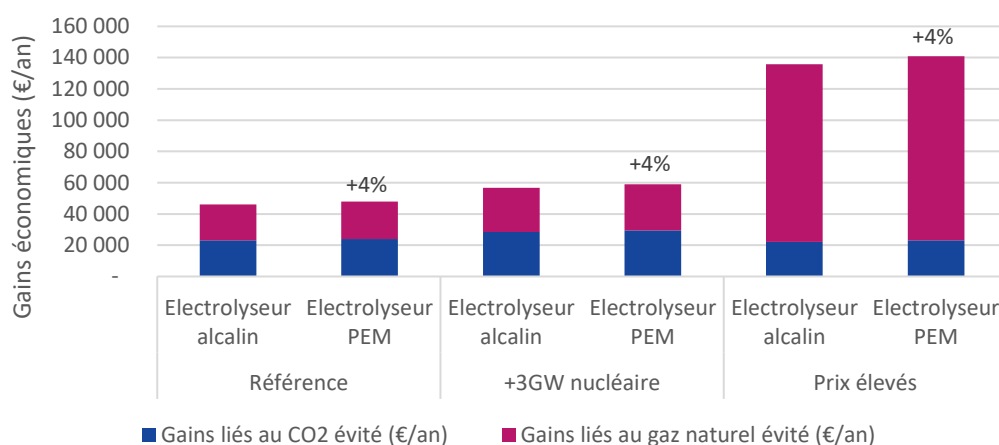


Figure 85 - Gains annuels apportés par l'injection d'hydrogène via un électrolyseur d'1MWe suivant différents scénarios à horizon 2030

4.2.3 L'injection d'hydrogène ne présente un intérêt économique que pour des prix des combustibles et du CO2 élevés

L'injection d'hydrogène pour un électrolyseur fonctionnant uniquement sur des heures décarbonées présente un bilan global différent suivant les scénarios. La Figure 86 présente ce bilan annuel pour un électrolyseur d'1MWe. Le bilan annuel inclus d'une part les coûts d'installation et d'autre part les gains identifiés dans la section précédente (gaz et CO2 valorisé respectivement au prix du gaz et ETS). Dans une configuration où le prix des combustibles fossiles est élevé (scénario *Prix élevés*), l'injection est intéressante d'un point de vue économique. En revanche, celle-ci n'est plus pertinente (toujours d'un point de vue économique) sur les scénarios *Référence* et *+3GW nucléaire* où les prix du gaz fossile substitué sont relativement faibles. Dans ces scénarios, les prix du gaz sont trop bas pour dégager des revenus suffisants face aux coûts annuels liés à l'installation et au fonctionnement de l'électrolyseur.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

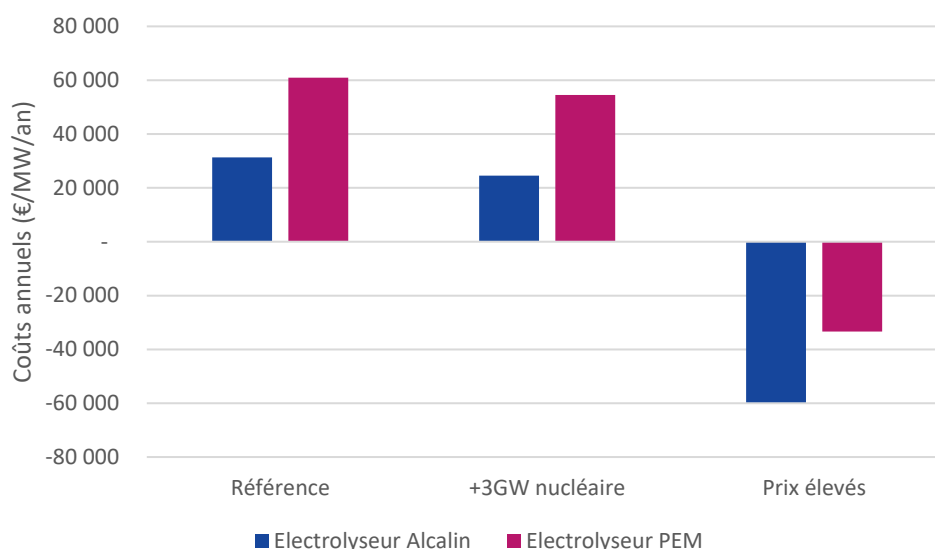


Figure 86 – Bilan annuel d'un électrolyseur d'1MWe fonctionnant sur les heures décarbonées du système électrique

Le bilan détaillé d'un électrolyseur Alcalin d'1 MWe est présenté Figure 87 sur le scénario *Prix élevés*, pour lequel l'intérêt économique est positif. Dans un scénario avec des prix du gaz plus élevés, les coûts (principalement CAPEX et OPEX représentés par l'ensemble des barres bleues de la figure) sont compensés par les gains économiques effectués (les barres violettes de cette même figure). Le poste de coût lié à l'achat d'électricité lors du fonctionnement de l'électrolyseur pèse relativement peu dans cet équilibre, ce qui est lié au fonctionnement uniquement sur des heures décarbonées, donc à faible prix.

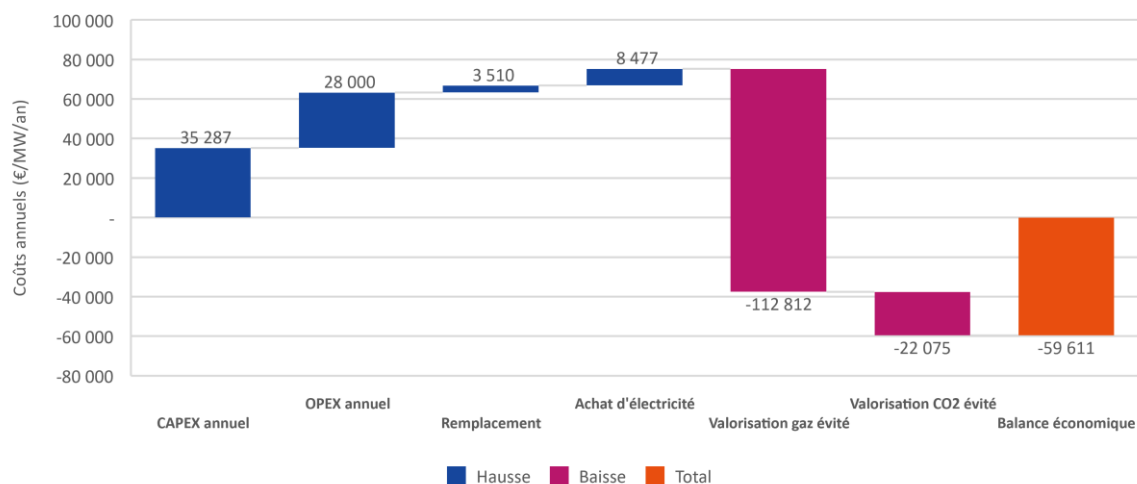


Figure 87 – Bilan annuel détaillé d'un électrolyseur Alcalin d'1 MWe en 2030 sur le scénario *Prix élevés*

Dans les scénarios de *+3GW nucléaire* et *Référence* (avec des prix du gaz relativement faibles), l'électrolyseur deviendrait intéressant d'un point de vue économique pour la collectivité si et seulement si le coût social de la tonne de CO2 évitée était de l'ordre de 160 à 200 €/tCO2 dans le cas

où l'hydrogène est produit par un électrolyseur alcalin (valeur de prix du CO2 remplaçant le prix ETS) et de 250 à 310 €/t dans le cas d'un électrolyseur PEM.

Pour rappel, cette première estimation de l'intérêt économique de l'injection d'hydrogène décarboné sur le réseau de gaz n'intègre aucune contrainte sur l'injection. L'hypothèse est faite que le réseau réceptionnant l'hydrogène est suffisamment grand pour absorber l'intégralité de la production. Dans un cas où l'injection sur le réseau serait contrainte, l'intérêt économique pour la collectivité est affaibli. Il peut rester pertinent dans une configuration à prix gaz élevés et un fonctionnement sur prix faibles de l'électricité, en fonction de l'ampleur de la contrainte sur le taux de charge de l'électrolyseur. Dans le cas de figure étudié, la contrainte impacte 15% des heures décarbonées.

Une diminution des gains de 30% est observée dans le cas de l'électrolyseur alcalin et de 45% dans le cas de l'électrolyseur PEM mais, comme observé dans la figure ci-dessous, avec un prix du gaz élevé et un prix CO2 ETS de 85 €/tCO2, le bilan économique reste positif.

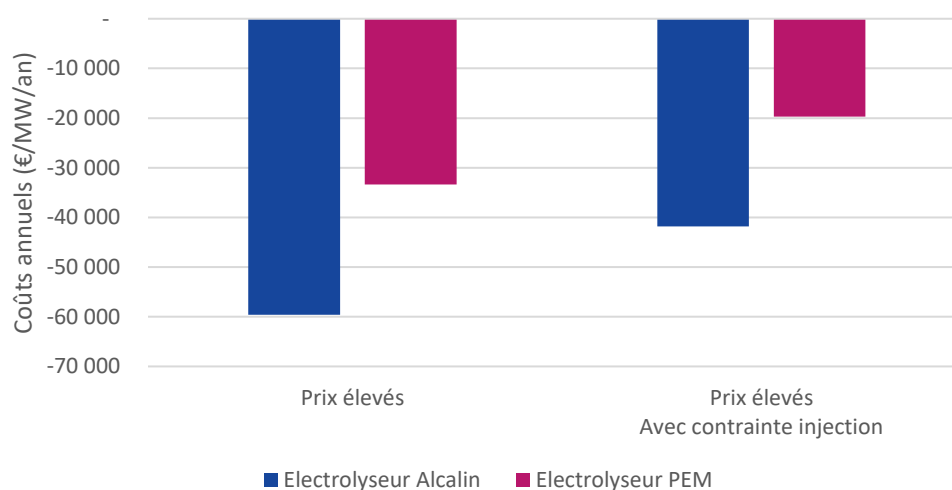


Figure 88 - Bilan annuel d'un électrolyseur d'1MWe fonctionnant sur les heures décarbonées du système électrique sous un scénario Prix élevés avec et sans contrainte d'injection

En résumé, dans le cas d'un fonctionnement sur des heures décarbonées, un électrolyseur d'1MWe peut présenter un intérêt économique pour la collectivité dans des configurations où les prix de combustibles et du CO2 sont élevés. Les économies réalisées sont sur le gaz et le CO2 évités.

4.2.4 Le fonctionnement opérationnel ne correspond pas au fonctionnement optimal économique pour la collectivité

Dans la pratique, un électrolyseur a un mode opératoire qui ne régle pas sa production sur un nombre précis d'heures décarbonées et ce pour plusieurs raisons. Tout d'abord, la production de ceux-ci ne répond pas à un signal prix qui le permettrait et donc ne perçoit pas une électricité à prix aussi variable. Ainsi, à prix de l'électricité fixe, la rentabilité du point de vue du porteur de projet s'obtiendra par une vente et donc une production plus importante d'hydrogène. Un fonctionnement opérationnel sur

6000h sera donc étudié dans cette section, en considérant la situation la plus favorable, à savoir les 6000 heures les moins chères de l'année.

En fonctionnant sur 6000h, le poste de coût le plus important de l'installation devient l'approvisionnement en électricité comme présenté Figure 89 pour le cas d'un électrolyseur PEM d'1MWe sur le scénario *Prix élevés*. Sur les 2000 heures décarbonées, le prix moyen de l'électricité est de 5-8€/MWh suivant le scénario. Sur un fonctionnement de 6000 heures, ce prix monte à 41-45 €/MWh sur les scénarios *Référence* et *+3GW Nucléaire* et à 110€/MWh pour le scénario *Prix élevés*. Par rapport au fonctionnement sur les heures décarbonées, l'achat d'électricité augmente donc de plus d'un demi-million d'euros et rend le bilan économique global négatif : les gains associés au gaz naturel évité et à la pénalisation de son contenu carbone par le prix CO2 de l'ETS (85 E/tCO2) sont inférieurs au coût de production de l'hydrogène électrolytique.

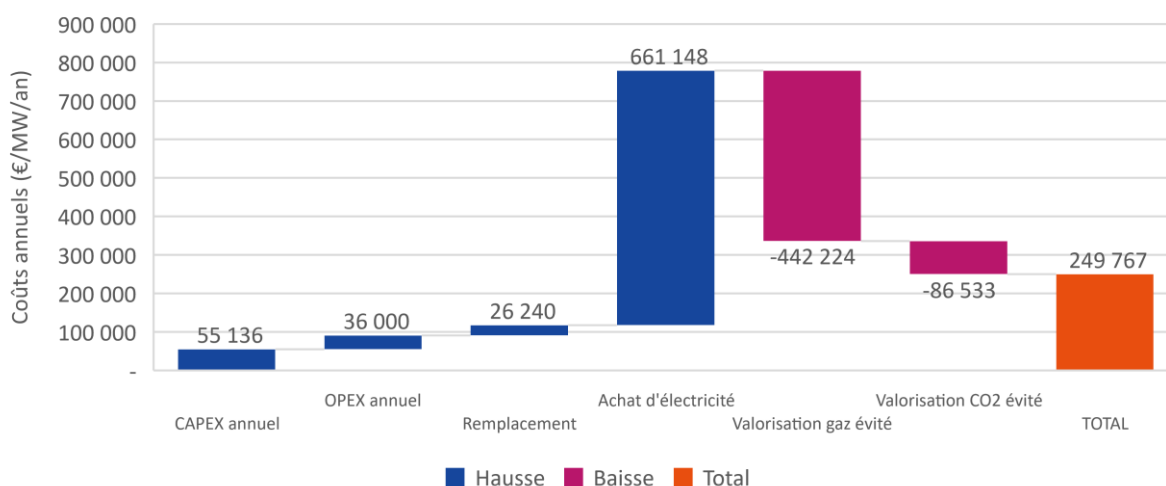


Figure 89 - Bilan annuel détaillé d'un électrolyseur PEM d'1 MWe en 2030 sur le scénario Prix élevés, fonctionnement sur 6000 heures

Ainsi, l'injection d'hydrogène produit à partir d'un électrolyseur dédié à cette injection qui fonctionne sur 6 000 heures dans l'année n'est plus intéressant économiquement, et ce peu importe le scénario comme présenté dans la figure ci-dessous. Comme vu précédemment, augmenter le nombre d'heures de fonctionnement de l'électrolyseur contraint l'électrolyseur à acheter de l'électricité plus chère, voire de consommer de l'électricité produite à partir de gaz. L'hydrogène produit est alors plus cher que le CH4 remplacé, et tout aussi carboné. Les effets sont le plus flagrant sur le scénario *Prix élevés* du gaz, pour lequel fonctionner sur 6 000h modifie le plus le bilan de l'injection (+697%), faisant passer l'installation d'un bilan intéressant économiquement au bilan le moins intéressant de tous.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

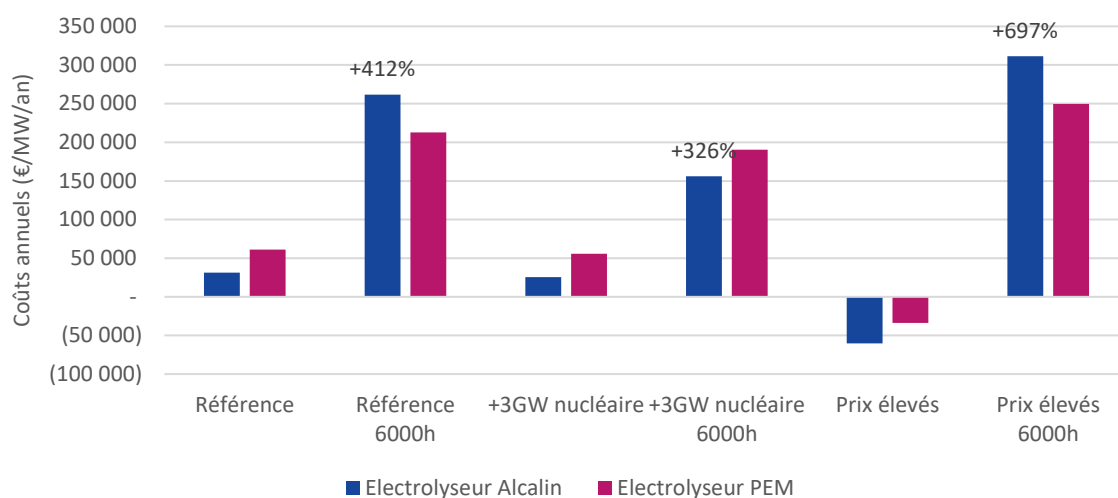


Figure 90 - Bilan annuel d'un électrolyseur d'1MWe fonctionnant sur les heures décarbonées du système électrique et sur 6000 heures

En comptant un contenu carbone nul pour l'électricité consommée, le coût social implicite de la tonne CO₂ évitée permettant de rendre l'installation intéressante économiquement pour la collectivité serait de 240 à 320 €/t pour un électrolyseur alcalin et 270 à 330 €/t pour un électrolyseur PEM.

Même s'il correspond au mode opératoire le plus raisonnable et recherché pour les industriels, un fonctionnement plus long de l'électrolyseur dédié à la production d'H₂ pour injection dans le réseau de gaz entraîne une augmentation très significative du bilan économique d'un point de vue de la collectivité. Par ailleurs, il est important de garder en tête qu'un fonctionnement sur des heures plus carbonées aura aussi nécessairement un impact sur le bilan environnemental de l'installation.

4.2.5 Enseignements

Pour rappel, l'intérêt de l'électrolyse pour un usage direct (en remplacement d'installations de vaporeformage) a été confirmé pour des fonctionnements sur des heures à prix faible et décarbonées (2000h) dans PEPS4. Ce nouveau cas d'usage (l'injection sur le réseau gazier) se positionne dans un cadre complémentaire après que les installations de vaporeformage aient été substituées (puisque cela permet d'éviter plus de gaz consommé par MWh produit).

L'injection d'hydrogène présente de nombreuses contraintes techniques et des coûts supplémentaires qui ne sont pas évalués dans le cadre de cette étude (intégrité des équipements en aval de l'injection, adaptabilité du réseau, changement éventuel des équipement, stockage tampon d'hydrogène, etc.). A horizon 2030, l'injection d'hydrogène sur le réseau depuis un électrolyseur piloté pour consommer de l'électricité sur les heures décarbonées du système (2000h), donc à prix très faibles, peut avoir un intérêt économique et environnemental pour la collectivité. En effet, la production d'hydrogène décarboné remplace une consommation de gaz fossile et donc permet d'éviter des émissions de CO₂.

L'intérêt pour la collectivité est avéré pour un coût de la tonne CO₂ évitée de 160 à 200 €/t (électrolyseur alcalin) ou de 250 à 310 €/t (électrolyseur PEM), pour les scénarios *+3GW nucléaire* et

Référence. Dans une configuration avec des prix des combustibles fossiles élevés, l'injection est intéressante pour la collectivité, même avec une valorisation du CO₂ évité n'excédant pas le prix ETS considéré (85€/t). Cela peut être le cas même avec une contrainte sur l'injection. Pour confirmer la tendance et conclure sur la généralisation de ce dernier point, une plus grande variété de contraintes serait à étudier.

Avec un électrolyseur dédié à l'injection fonctionnant sur 6000 heures, l'injection d'hydrogène dans un réseau n'est plus intéressante économiquement du point de vue de la collectivité. En effet, l'approvisionnement en électricité se fait à un coût beaucoup plus important qui surpasse les gains associés au CH₄ évité. Ceci met en avant une divergence des intérêts entre collectivité et porteur de projet. Par ailleurs, ce fonctionnement plus long (sur des heures plus carbonées) dégradera nécessairement le bilan environnemental de l'installation.

4.3 Coût de production d'une installation de méthanation en 2050

4.3.1 Description du cas d'étude

En 2050, la méthanation, autre procédé de conversion d'électricité en gaz de synthèse, pourrait contribuer à la décarbonation du système gazier. Dans une première étape, un électrolyseur produit de l'hydrogène à base d'électricité décarbonée. Puis cet hydrogène est converti en méthane via une réaction (la méthanation) nécessitant du CO₂. Dans un contexte électrique décarboné, la méthanation permettrait donc en plus de valoriser du CO₂ biogénique ou fossile (capté sur des processus industriels). D'après l'ADEME⁹², cette solution est mobilisée dans des scénarios à forte orientation de décarbonation du gaz.

Dans cette analyse, on considère un électrolyseur PEM d'1MWe à la marge du système électrique, une source de CO₂ biogénique continue et un méthanateur en série de 0,688 MWCH₄ comme présenté Figure 91. Le e-méthane produit est injecté dans le réseau de gaz.

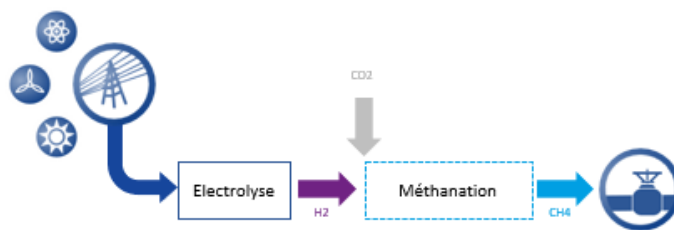


Figure 91 - Schéma d'une installation de méthanation

Avec un rendement d'électrolyseur de 86% et un PCS de l'hydrogène de 3,55 kWh/Nm³⁹³, 1 MWe peut produire autour de 240 Nm³/h d'hydrogène. Sous l'hypothèse d'une source de CO₂ biogénique

⁹²« Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? », ADEME, 2018 ; Transition(s) 2050, ADEME, 2022

⁹³ <https://www.encyclopedie-energie.org/lhydrogene/>

continue et suffisante, une telle production d'H₂ pourrait permettre de produire 60 Nm³/h de gaz CH₄ via un processus de méthanation.

Deux types de méthanateurs sont considérés (biologique et catalytique), dont les hypothèses technico-économiques sont présentées dans le Tableau 45. A horizon 2050, l'électrolyseur PEM est la technologie qui ressort comme la plus pertinente économiquement dans la littérature, avec des évolutions techniques plus importantes que l'alcalin. On note cependant que les électrolyseurs PEM sont aujourd'hui des installations de petite taille par rapport aux électrolyseurs alcalins (de l'ordre de quelques MW comparé à 350 MW pour des électrolyseurs alcalins). Les hypothèses technico-économiques de la technologie PEM à horizon 2050 sont présentées dans le Tableau 46.

Tableau 45 - Hypothèses technico-économiques des deux voies de méthanation à horizon 2050

Horizon 2050	Méthanation biologique	Méthanation catalytique
Capacité (MW_{CH₄})	0.688 MW _{CH₄}	
Efficacité (%)	80%	80%
CAPEX (€)	344 000	516 000
OPEX (€)	27 520	20 640
Durée de vie (années)	15	15

Tableau 46 - Hypothèses technico-économiques de l'électrolyse PEM à horizon 2050

Horizon 2050	Electrolyse PEM
Capacité (MWe)	1
Efficacité (%)	86%
CAPEX (€)	400 000
OPEX (€)	23 000
Durée de vie (années)	20
Remplacement cellules (h)	115 000
Coût de remplacement des cellules (€)	260 000

D'après l'ADEME⁹⁴, l'utilisation des méthanateurs pourrait être privilégiée en semi-base (de l'ordre de 3 000 à 4 000 heures par an) avec pour objectif de produire du gaz avec des surplus ENR afin de compléter le gaz renouvelable aux ressources limitées. Une évaluation économique sera réalisée pour ce type de fonctionnement mais aussi sur plusieurs pas de temps afin d'évaluer l'évolution du coût de production du méthane via méthanisateur.

Le CO₂ est un paramètre important de la production de méthane via PtG. L'ADEME en évalue un potentiel disponible dans son étude « *Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?* »⁹⁵ et met en avant un certain nombre de contraintes associées à son accessibilité (géographique, temporelle, technologique).

D'un point de vue coûts d'approvisionnement, les sources de CO₂ peuvent être catégorisées en 3 catégories :

- Le CO₂ issu de l'épuration de biogaz produit par méthanisation ou gazéification de biomasse,
- Le CO₂ capturé sur des procédés industriels de combustion ou d'utilisation de combustibles renouvelables
- Le CO₂ capturé sur des procédés industriels de combustion ou d'utilisation de combustibles fossiles

Les deux premières catégories correspondent au CO₂ dit biogénique et concernent le périmètre de ce cas d'étude.

Dans le cas où la méthanation se produit sur un site de méthanisation, le CO₂ biogénique capturé lors de la phase d'épuration du biogaz en aval a un coût « quasi » nul. Les premiers projets de méthanation pourront donc capitaliser sur ce potentiel. Celui-ci correspondait fin 2021 à environ 600 à 900 ktCO₂ par an d'après GRDF sur l'ensemble des unités de méthanisation française, à savoir un potentiel évalué à 6,4 TWh/an de capacité de production dans la description du premier appel à projets lancé par GRDF en 2021⁹⁶. Dans les scénarios ADEME⁹⁷, le développement de ces unités de méthanisation permettrait une production annuelle entre 50 TWh pour le tendanciel et plus de 100 TWh de gaz renouvelable pour les scénarios visant la neutralité carbone. Le potentiel de CO₂ biogénique associé en serait donc fortement augmenté. Néanmoins, le coût du CO₂ dans cette configuration ne resterait « quasi » nul que si la méthanation se développe sur site d'épuration du gaz avant injection, ce qui n'est pas garanti a priori, pour des développements dans de tels volumes. Si le développement de la méthanation dans un tel contexte nécessite un transport et stockage du biogaz ou du CO₂ (après purification sur site), notamment dans un schéma d'industrialisation de la collecte, les coûts seraient entre 90 et 280 €/tCO₂.

⁹⁴ « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? », ADEME, 2018

⁹⁵ <https://www.grdf.fr/documents/10184/5567990/Etude+compl%C3%A8te++Mix+gaz.pdf/37244f92-8ded-63ee-76ba-ddfdb2466ab3?t=1645703663248>

⁹⁶ <https://innovation.grdf.fr/challenge/show/28>

⁹⁷ ADEME – Transition(s) 2050

Au-delà du potentiel de CO₂ biogénique à coût quasi-nul limité car issu des premiers projets à venir de captation du CO₂ en aval des unités de méthanisation les plus favorables/les mieux situées (ex : de taille conséquente et à proximité des sites d'injection), il est important de prendre en compte des configurations plus variées et présentant de plus grands volumes exploitables. D'après l'ADEME, une solution de captage, stockage sur 3 mois (et transport si nécessaire) aurait un coût global variant entre 90€/tCO₂ et 280€/tCO₂. La borne basse correspond inclut uniquement du captage et du stockage et donc plutôt une captation sur des sites industriels de combustion de biomasse avec une méthanation in situ. Il est alors important de noter que le gisement CO₂ accessible pour la méthanation sera non seulement limité par les contraintes de compétition d'usage autour de la biomasse (alimentaire vs biomasse énergie et, pour la biomasse énergie, industriel versus besoins des autres secteurs) mais aussi par la compétition pour l'accès à ce CO₂ industriel d'origine biogénique entre production de méthane de synthèse et production de carburants liquides de synthèse (e-methanol) dont les premiers projets sont déjà annoncés (ex : projet HyNoVi). La borne haute correspond à une situation où la demande en CO₂ est beaucoup plus importante (toujours avec des conflits d'usage), et où l'essentiel de la production de CO₂ est assurée grâce au développement important de la méthanisation entraînant un surcoût de celui-ci notamment avec le recours à son transport.

Enfin, une dernière solution de captage possible est celle de récupération directe dans l'air, estimée à 350€/tCO₂. Celle-ci a un potentiel plus grand, bien que plus limité d'un point de vue énergétique, car les unités de *Direct Air Capture* nécessitent des apports énergétiques pour leur fonctionnement.

Afin de prendre en compte un nombre varié de situations, ces trois coûts ont été considérées dans cette évaluation :

- | 0€/tCO₂ pour représenter la solution la plus avantageuse mais au potentiel incertain, concernant vraisemblablement uniquement des premiers projets les plus favorables/les mieux situés ;
- | 90-280€/tCO₂ pour représenter les situations de tension sur le CO₂, envisagées en cas de faible développement de la méthanisation ou de compétitions d'usages importantes pour le CO₂ biogénique (industries agricoles et alimentaires, e-carburants);
- | 350€/tCO₂ pour représenter une solution plus défavorable avec capture du CO₂ dans l'air.

Méthodologie : Evaluation de l'intérêt économique d'un méthanateur, avec production d'hydrogène via un électrolyseur d'1 MWe à la marge du système électrique en 2050.

Hypothèses clés :

- Un électrolyseur PEM d'1MWe à la marge du système électrique existant.
- Un méthanateur biologique ou catalytique en série de 0.688 MWch₄
- Une source en CO₂ avec un prix représentant trois configurations (0€/tCO₂, 90-280€/tCO₂, 350€/tCO₂).
- Fonctionnement sur plusieurs pas de temps

4.3.2 Un coût de production de méthane à 100€/MWh pour les premiers projets les plus favorables/les mieux situés

Dans la situation la plus favorable, la méthanation sera réalisée sur le lieu d'unités de méthanisation afin de capitaliser sur un CO₂ biogénique à coût nul, issu de l'épuration du biogaz, sans stockage ni transport. Comme précisé ultérieurement, cette configuration présente un potentiel incertain. Sa représentativité dépendra fortement de la stratégie adoptée sur la méthanisation et des compétitions d'usages associées en 2050.

Dans cette configuration, les coûts de production de méthane oscilleront autour des 100€/MWh sur une plage assez large de fonctionnement (entre 4000 et 8000 heures). Les variations entre scénarios sont de l'ordre de 10 à 20%. Le scénario M1, de part des prix d'électricité plus faibles, résulte en un coût de production de méthane le plus bas, atteignant presque 90€/MWh. A l'inverse, le scénario N2 aura un minimum légèrement au-dessus de 110€/MWh. A noter que dans le cas d'une installation biologique, les coûts de production sont légèrement inférieurs de 1 à 2% par rapport au catalytique. Outre les éléments chiffrés, la logique de ces résultats est indépendante de la source de CO₂ biogénique et se retrouvera sur l'ensemble des cas.

4.3.3 Un coût de production de méthane entre 120€/MWh et 160€/MWh pour une production plus conséquente, mais avec des conflits d'usages pour l'accès à la ressource CO₂.

Une fois le potentiel de CO₂ biogénique à coût faible issu des premiers projets les plus favorables/les mieux situés en aval de la méthanisation épuisé, les unités de méthanation devront capitaliser sur des sources plus variées de CO₂ biogéniques disponibles à des coûts allant de 90 à 280€/t. La différence entre ces deux bornes dépend fortement du volume requis par d'autres usages en compétition et de la nécessité de transporter ce CO₂ biogénique.

Le coût de production de méthane résultant est présenté ci-dessous, pour les deux hypothèses de CO₂ biogénique et dans le cas d'un méthanateur biologique cette fois. Au niveau du point d'inflexion (entre 6000 et 7000 heures), le coût de production correspond en moyenne à 120€/MWh lorsque le CO₂ biogénique à un coût de 90€/t et 160€/MWh lorsque celui-ci a un coût de 280€/t. Le scénario M1 reste le plus favorable, du fait de prix de l'électricité plus bas. Le coût de production atteint alors respectivement 110€/MWh et 150€/MWh.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

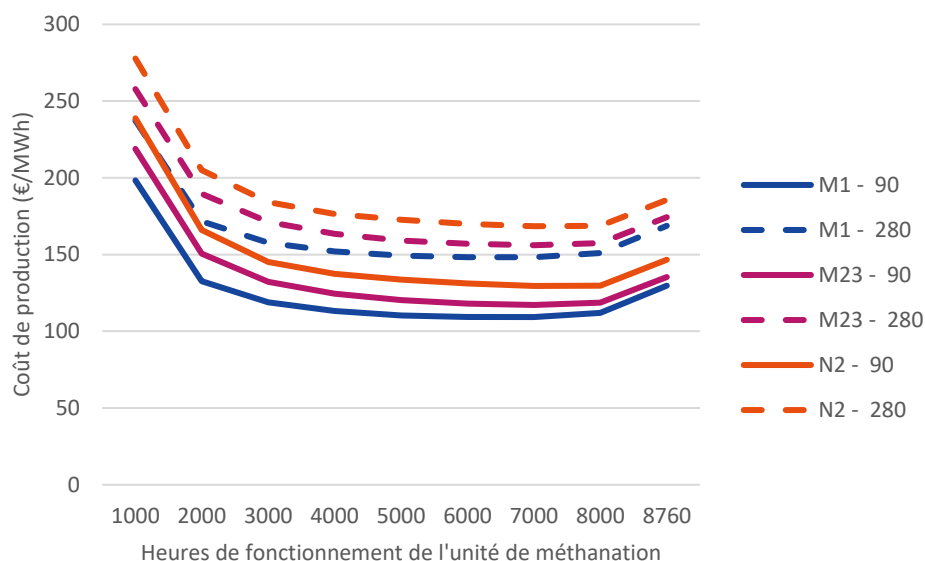


Figure 92 - Coût de production du gaz via méthanation biologique (1MWe électrolyseur + 0.688 MWch4 méthanateur) suivant le nombre d'heures de fonctionnement, le coût du CO2 biogénique (90€/t et 280€/t) et le scénario

La décomposition des coûts du processus de méthanation est présentée ci-dessous pour un fonctionnement en semi-base sur 3500 heures et sur le scénario *M1* à horizon 2050. Ils sont composés d'une part incompressible (correspondant aux CAPEX et OPEX des technologies) et d'une part dépendant du nombre d'heures de fonctionnement (usures, achat de combustibles). Le cas catalytique est utilisé pour cet exemple.

Dans le cas où l'approvisionnement en CO2 biogénique se fait à 90€/tCO2, le poste de coût le plus élevé est l'achat d'électricité (représentant alors 36% des coûts totaux). Dans une situation de développement plus important de la méthanation (mais induisant un coût du CO2 biogénique disponible à 280€/tCO2), le poste de coût le plus élevé devient l'achat de CO2 suivi par l'électricité, représentant respectivement 36% et 27% des coûts.

Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

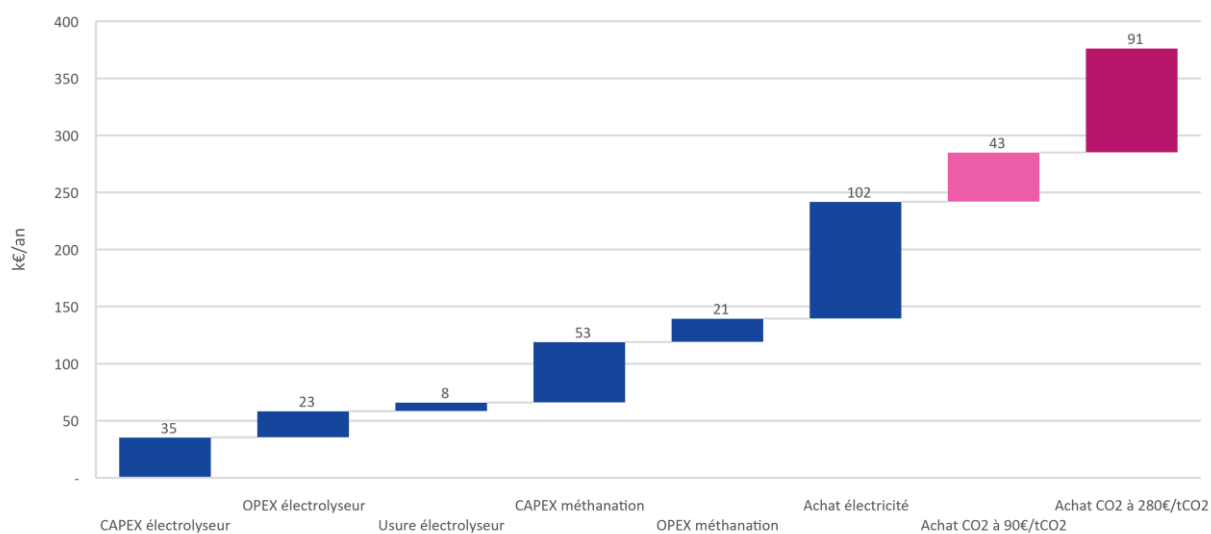


Figure 93 - Ensemble des postes de coûts d'une installation de méthanation catalytique (1MWe électrolyseur + 0.688 MWch4 méthanateur) fonctionnant 3500 heures sur le scénario M1 2050

Notons que les coûts affichés excluent certains facteurs, à la fois pour le H2 (par ex. transports, stockage souterrain, ...) et pour la méthanation (par ex. stockage tampons).

Il est à noter que ces résultats correspondent à un coût de production de l'hydrogène entre 2,2€/kg à 3,0€/kg pour un fonctionnement en semi-base, variant suivant le scénario. Le détail des résultats est présenté Tableau 47.

Tableau 47 - Détail du coût de production de l'hydrogène via un électrolyseur PEM d'1 MWe sur un fonctionnement en semi-base

	M1	M23	N2	Unités
Nombre d'heures de fonctionnement	3 500			heure
Quantité H2 produit	76 208			kg/an
CAPEX annuel électrolyseur PEM	35 287			€/an
OPEX annuel électrolyseur PEM	23 000			€/an
Remplacement cellules électrolyseur PEM	7 913			€/an
Prix moyen de l'électricité sur les heures considérées	30	38	47	€/MWh
Coût d'achat de l'électricité sur les heures considérées	104 863	134 366	164 669	€/an
Cout de production H2	2,2	2,6	3,0	€/kg

4.3.4 Un coût de production de méthane à 175€/MWh dans le cas d'une captation du CO2 dans l'air

La capture directe de CO2 dans l'air est la dernière solution envisageable pour approvisionner en CO2 biogénique une production de méthane via méthanation. Celle-ci à l'avantage d'être disponible plus largement mais présente malgré tout des limitations de coûts et énergétiques.

Les coûts de production de méthane via méthanation catalytique sont présentés Figure 94 avec un point d'inflexion (toujours entre 6000 et 7000 heures) atteignant les 175€/MWh. Le scénario est le

plus favorable avec un coût de production descendant jusqu'à 160€/MWh dans le cas biologique. Dans le scénario N2, le minimum envisageable est plutôt de l'ordre de 180€/MWh.

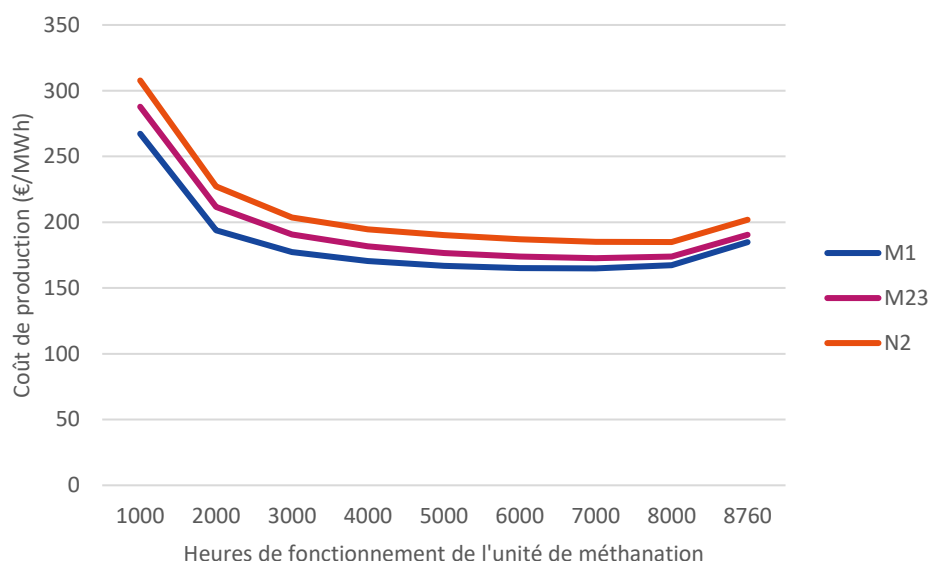


Figure 94 - Coût de production du gaz via méthanation catalytique (1MWe électrolyseur + 0.688 MWch4 méthanateur) pour un coût du CO2 biogénique à 350€/t, suivant le nombre d'heures de fonctionnement et le scénario

4.3.5 Enseignements

Le coût de production de méthane via méthanation est composé d'une part incompressible liée aux installations de production et d'une part dépendant du nombre d'heures de fonctionnement liée principalement à l'achat de combustibles (électricité pour la production d'hydrogène et CO2). Au-delà de 4000 heures de fonctionnement, le coût de production est assez stable mais présente des valeurs très différentes suivant la source de CO2 utilisé.

L'approvisionnement en CO2 est un élément clé de la production de méthane via méthanation mais présente plusieurs inconnues à horizon 2050 tant sur sa disponibilité que sur ses coûts, très variables entre les potentielles sources. Celui-ci peut être issu dans le meilleur des cas de l'épuration du biogaz à coût quasi nul mais avec un potentiel futur incertain sur le plan national. Dans la situation la plus défavorable, le CO2 biogénique serait disponible via capture directement dans l'air à un coût de 350€/tCO2. Entre les deux, des situations plus variées existent, avec des potentiels plus importants et des coûts entre 90 et 280€/tCO2.

Dans cette dernière situation, considérée comme la plus probable en cas de fort développement de la valorisation du CO2, le coût de production d'une installation de méthanation se situe dans un intervalle **de 120 €/MWh à 160 €/MWh pour** des heures élevées de fonctionnement. Rappelons que le cas d'un méthane de synthèse à 120 €/MWh correspond cependant à un coût du CO2 capturé sur des procédés industriels, pour lequel la méthanation est en compétition avec la production de carburants liquides de synthèse pour l'accès à la ressource CO2. Le cas d'un méthane de synthèse à 160 €/MWh correspond à un cas où l'essentiel de la production de CO2 est assurée grâce au développement

important de la méthanisation entraînant un surcoût de celui-ci notamment avec le recours à son transport. A noter que le coût associé de production d'hydrogène électrolytique est de 2 à 3 €/kgH₂ suivant le scénario.

Pour les premiers projets les plus favorables qui pourront bénéficier d'un coût d'accès au CO₂ biogène plus faible voire nul (utilisant par exemple les procédés de biométhanation), le coût de production peut descendre à 100 €/MWh, mais avec un potentiel limité en volume. Inversement, pour les projets en bout de chaîne ne pouvant bénéficier que de capture directe dans l'air, le coût de production peut atteindre une valeur moyenne de 175 €/MWh.

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



ETUDE PEPS5

L'étude PEPS5 actualise les précédentes études PEPS en quantifiant l'intérêt économique pour la collectivité (c'est-à-dire du point de vue de l'ensemble du système électrique, tous acteurs confondus, sans prise en compte des taxes et soutiens qu'ils pourraient toucher) des technologies de stockage et d'hydrogène à la marge de scénarios exogènes de développement du système en 2030 et 2050.