ETUDE PEPS4 SUR LE POTENTIEL NATIONAL DU STOCKAGE D'ELECTRICITE ET DU POWER-TO-GAS

RAPPORT D'ÉTUDE

Artelys FRANCE
81 rue Saint-Lazare
75009 Paris FRANCE
+33 1 44 77 89 00

17/07/2018
R18110

SAS au capital 107.332,60€
RCS Paris B 428 895 676
TVA FR 82428895676
Code NAF 5829C

AVANT-PROPOS

Cette étude est cofinancée par l'ADEME, les clubs Stockage d'Energies et Power to Gas de l'ATEE, ainsi que 18 acteurs référents sur le stockage (Air Liquide, CNR, Comax, EDF, Eiffage, Engie, GRDF, GRTgaz, H2V Product, IFP Energies Nouvelles, Orange, RTE, Saft, Socomec, Storengy, Sun'R Smart Energy, Total Solar et Valorem) membres des clubs Stockage d'Energies et Power to Gas de l'ATEE. L'ensemble de ces acteurs ont participé activement aux comités de pilotage et ont contribué à l'étude à travers des interviews et la fourniture de données.

Les éléments présentés dans ce rapport, ainsi que leur interprétation, sont les résultats des travaux réalisés par Artelys, ENEA Consulting et le CEA et n'engagent aucunement les membres de ces deux Clubs, 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) : Laurent Fournié
- Chef de projet (Artelys) : Maxime Chammas
- Modélisation des systèmes énergétiques, quantification, calculs économiques (Artelys) : Delphine Bugner, Paul Khallouf, Adrien Saint-Pierre, Bertrand Texier
- Prospective sur les technologies de stockage, projections de coût, benchmark international et réalisation d'ACV (CEA) : Cyril Bourasseau, Aymeric Brunot, Yves-Marie Bourien, Stéphane Colasson, Cécile Diamantis, Arnaud Delaille, Nicolas Guillet
- Appui sur les fiches technologiques et les modèles d'affaire (ENEA Consulting) : Luc Payen

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.

Le **CEA-LITEN,** Laboratoire d'Innovation pour les Technologies des Energies nouvelles et les Nanomatériaux, est un institut de recherche consacré au développement de technologies d'avenir au service de la transition énergétique : énergies renouvelables et stockage, efficacité énergétique & limitation de CO_2, synthèse et mise en oeuvre des matériaux. Le LITEN est le seul institut de recherche en Europe à couvrir toute la chaîne de valeur, de la synthèse des matériaux à la pré-industrialisation.

ENEA est une société de conseil spécialisée sur les enjeux de l'énergie et du développement durable, leader sur le secteur industriel. De la stratégie à la mise en œuvre, ENEA accompagne ses clients dans la transition énergétique, notamment quant à leur positionnement sur les filières innovantes telles que le stockage d'énergie.

Résumé Exécutif

CONTEXTE

La baisse récente du coût des énergies photovoltaïques et éoliennes, ainsi que les objectifs français en termes de diversification du mix électrique ont conduit à revoir à la hausse les projections de développement de la production renouvelable. A l'horizon 2035, selon les différents scénarios du Bilan Prévisionnel de RTE, la part d'énergie renouvelable intermittente (éolien, PV, énergies marines) est estimée entre 35% et 55% de la demande d'électricité française. Ce développement de nouvelles capacités, couplé au prolongement d'une part importante du parc nucléaire historique, conduit à un nombre croissant d'heures où les productions nucléaires et renouvelables sont marginales et donc à un besoin renforcé de solutions de flexibilité pour valoriser au mieux cette production à faible coût variable.

Du côté de l'offre de stockage, le développement des véhicules électriques a permis une baisse rapide du coût des batteries et toutes les études montrent que cette baisse est vouée à se prolonger, avec des coûts en 2035 inférieurs de près de moitié aux coûts actuels. De même, les technologies d'électrolyse déjà matures pourraient poursuivre leur baisse de coût sous l'impulsion du plan national hydrogène pour la transition énergétique.

Une telle évolution a conduit l'ATEE et l'ADEME à actualiser l'étude PEPS, publiée fin 2013, qui analysait le potentiel des stockages d'énergies (électrique et thermique). Comme l'étude PEPS3 menée en 2016 avait pour objet d'évaluer spécifiquement les potentiels du stockage de chaleur et du power-to-heat, la présente étude a limité son périmètre au seul stockage d'électricité et au power-to-gas.

L'analyse se focalise sur 11 cas d'études jugés comme pertinents par le consortium et considère un stockage ou un électrolyseur ayant des caractéristiques techniques données (rendement, durée de décharge), indépendamment de la technologie associée.

Les 4 scénarios du Bilan Prévisionnel 2017 de RTE ont été modélisés pour évaluer les bénéfices que ces solutions de flexibilité pourraient apporter à l'horizon 2035. Pour les Zones Non Interconnectées (DROM-COM, mais également sites isolés), un horizon de plus court terme, 2023, a été choisi, le stockage ayant déjà démontré sur ces cas spécifiques sa pertinence économique. Le parc électrique étudié s'inspire du mix électrique de La Réunion. Enfin, un scénario de parc électrique dans un pays à fort potentiel EnR, inspiré du contexte marocain, est modélisé pour illustrer les débouchés du stockage à l'export.

LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ PAR ÉLECTROLYSE : DES DÉBOUCHÉS ÉCONOMIQUES IMPORTANTS MAIS DÉPENDANTS DE LA VALORISATION DE LA TONNE DE CO2 ÉVITÉE

Des prix de l'électricité zéro carbone très bas pendant plusieurs milliers d'heures

Un haut niveau de capacité de production renouvelable intermittente et nucléaire conduit à des situations régulières de marginalité avec un prix très bas de l'électricité à contenu CO_2 nul produite en France durant ces périodes. Ainsi sur les scénarios de RTE Volt et Ampère, les prix marginaux de l'électricité en France sont inférieurs à 20 €/MWh durant deux à trois mille heures sur l'année. Un tel contexte permet de rentabiliser l'investissement dans un électrolyseur, comparativement à une situation où l'hydrogène est produit par vaporeformage. L'enjeu principal est alors de pouvoir utiliser l'hydrogène décarboné aux heures où il est produit par l'électrolyseur ou de le stocker pour un usage ultérieur.

Dès 110 euros la tonne de CO_2 évitée, des électrolyseurs avec stockage de l'hydrogène décarboné peuvent être économiquement rentables

Dans ce contexte, un électrolyseur couplé à une capacité importante de stockage souterrain (cavités salines) est rentable pour un prix de la tonne de CO_2 évitée de l'ordre de 110 €/t_{CO2} (avec un TRI de 7%). L'hydrogène décarboné peut alors être utilisé localement pour des usages industriels (principalement pour le raffinage et la production d'ammoniac) ou transporté pour des usages décentralisés (par exemple pour fournir les stations de recharge pour véhicules hydrogène, en complément d'une production locale d'hydrogène décarboné).

En l'absence de capacité de stockage importante in-situ une valorisation de 130 à 250 euros la tonne de CO_2 évitée est nécessaire pour assurer une rentabilité

En l'absence de capacité de stockage importante, une solution complémentaire doit être possible pour fournir l'hydrogène pendant les heures où l'électricité est plus chère et carbonée. Cela peut être fait en transportant de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse depuis un site avec stockage souterrain d'hydrogène (mais pour un coût de la tonne CO_2 évitée compris entre 150 €/t_{CO2} et 270 €/t_{CO2}) ; ou en utilisant les unités de vaporeformage de gaz naturel existantes pour satisfaire le besoin annuel d'hydrogène en complément de l'électrolyse (optimisation des coûts de production du système vaporeformage + électrolyse sans restreindre le fonctionnement des électrolyseurs aux seules heures de marginalité EnR/nucléaire) : le coût de la tonne évitée définissant le seuil de rentabilité de l'électrolyse est alors compris entre 130 €/t_{CO2} et 200 €/t_{CO2}.

Enfin, l'injection dans les réseaux de gaz d'hydrogène décarboné (produit lors des heures de marginalité nucléaire ou EnR) est possible, mais nécessite une valorisation de la tonne de CO_2 évitée supérieure à 250 €/t_{CO2} pour rentabiliser le projet face au prix du gaz naturel.

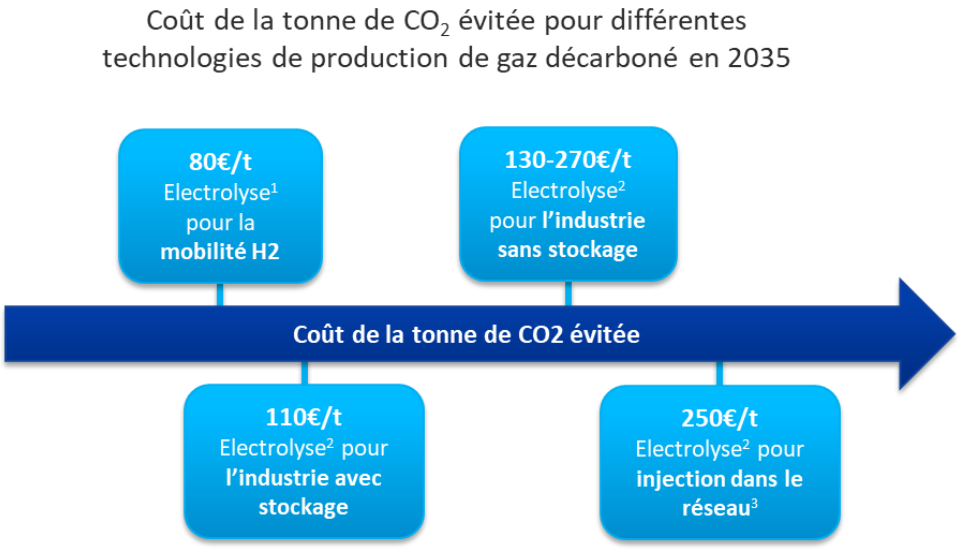


Figure 1. Synthèse des analyses réalisées sur la production d'hydrogène par électrolyse

Un potentiel économique important…

Le gisement économique pour l'électrolyse décarboné est évalué, à la marge du scénario Ampère (avec une hypothèse de prix CO_2 sur le marché ETS de 108 €/t_{CO2}), à plus de 3 GW et 180 kt d'hydrogène produit (soit 20% de la demande actuelle d'hydrogène en France). Un tel développement nécessiterait une capacité de stockage d'hydrogène d'environ 40 kt, soit environ un tiers des sites de stockage en cavité saline opérés aujourd'hui en France. De nouveaux développements de cavités salines peuvent être également envisagés.

… mais un équilibre économique non exempt de risques

L'investissement dans les projets d'électrolyse reste cependant risqué : les revenus dépendent fortement de l'évolution de la valorisation du coût de la tonne de CO_2 évitée mais également du nombre d'heures avec un prix bas de l'électricité (et donc de la politique nationale sur le parc nucléaire et le développement des énergies renouvelables). A titre d'illustration, pour les scénarios Hertz et Watt dans lesquels la baisse des capacités nucléaires n'est pas compensée par l'accroissement des capacités renouvelables intermittentes, le nombre d'heures de marginalité nucléaire ou EnR est beaucoup plus limité (moins de 1000 h) ; aucun des projets d'électrolyse étudiés n'apparaît alors rentable.

Scénario	Ampère	Hertz	Volt	Watt
Coût annuel de l'électrolyseur, M€/an (pour 100MWe)	22	22	22	22
Prix CO_2 (€/t_{CO2})	108	32	32	108
Revenus annuels, M€/an	**30**	**7**	**17**	**3**

Tableau 1. Revenus de 100MW d'électrolyse en fonction du scénario, cas industriel avec stockage souterrain

Pistes de réflexions

- Evaluer le coût complet de reconversion de sites de stockage de gaz naturel existants (cavités salines) en stockage d'hydrogène et évaluer le potentiel et coût pour développer de nouveaux sites ;
- Investiguer la possibilité de mettre en œuvre des capacités de stockage d'hydrogène de grande taille (10kt par site), en France ;;
- Evaluer et définir les modalités de mise en place d'un mécanisme de limitation de risque pour les investisseurs, permettant d'apporter à ces derniers une meilleure visibilité sur les revenus futurs des projets. Les revenus des projets d'électrolyse sont fortement dépendants des politiques nationales (prolongement nucléaire, objectifs EnR, prix CO_2…) : sans mécanisme pour réduire le risque, le coût d'accès au capital sera très élevé.
- L'étude s'appuie sur les scénarios du Bilan Prévisionnel 2017 de RTE et analyse la valeur de projets de power-to-gas à la marge de ces scénarios. L'hypothèse d'une production d'hydrogène massive par électrolyse pourrait modifier la demande globale d'électricité et mériterait donc l'étude de scénarios spécifiques avec un mix électrique adapté. Cette étude complémentaire prendrait en compte des mix énergétiques différenciés et aurait comme objectif d'étudier l'équilibre économique long-terme entre gaz de synthèse produit par méthanation et gaz naturel, notamment en termes de coût de la tonne CO2 évitée. Elle permettrait aussi d'apporter des premiers éléments sur la faisabilité économique du couplage entre les systèmes énergétiques (elec, gaz, chaleur, froid, mobilité).

EN MÉTROPOLE DES BESOINS POUR LES SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ COMPLÉMENTAIRES

Une STEP supplémentaire de 24 h peut permettre de mieux intégrer la production éolienne

Avec le développement des capacités renouvelables intermittentes, les besoins de flexibilité journaliers et hebdomadaires augmentent fortement dans tous les scénarios. Un stockage de 24 h peut alors permettre de mieux utiliser la production nucléaire et renouvelable et de réduire l'utilisation des centrales gaz et charbon en France et à l'étranger.

La valeur d'un stockage de rendement 85%, en fonction de sa durée de décharge, est présentée dans le graphique ci-dessous.

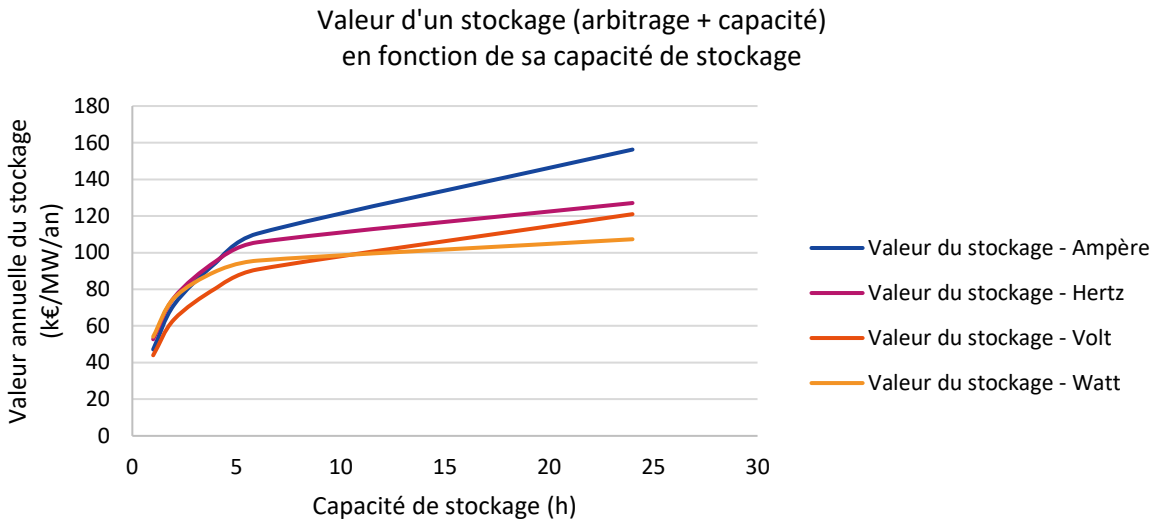


Figure 2. Valeur d'un stockage (arbitrage + capacité) en fonction de sa capacité de stockage et du scénario

Une comparaison pour des technologies spécifiques (batteries Li-ion 1 h et 2 h, CAES 6 h et STEP 24 h) à l'horizon 2035, est également réalisée. Ces résultats confirment l'intérêt pour de nouveaux projets de STEP, avec une rentabilité plus forte dans le scénario Ampère. En fonction de l'évolution du coût des batteries et du coût du stockage CAES pour des sites spécifiques, ces technologies pourraient également trouver une rentabilité pour des services d'arbitrage et de capacité, dans les scénarios Ampère, Watt et Hertz.

Les batteries dédiées à la réserve : un business case rentable mais un gisement limité

Une batterie dédiée à la réserve primaire ou secondaire permet de réduire la contribution des centrales thermiques à la réserve et donc de les utiliser plus efficacement pour la production d'électricité. Les bénéfices d'un tel projet sont très élevés mais le gisement reste limité (~1,3 GW de réserves primaire et secondaire en France) et le marché peut être rapidement saturé par des solutions concurrentes (pilotage de la demande, vehicle-to-grid, électrolyse…)

Les capacités de stockage en back-up dans les sites tertiaires et industriels peuvent fournir des services au système électrique à moindre coût

Environ 6 GW de batteries sont aujourd'hui utilisées en France pour assurer des services d'alimentation sans interruption (ASI) dans les sites tertiaires et industriels. Ces batteries, typiquement au plomb avec une durée de stockage de 15 minutes pour permettre le démarrage de groupes électrogènes, peuvent être remplacées efficacement par des batteries Li-ion d'une durée de décharge à puissance nominale d'une heure ou deux heures, afin de combiner les services d'ASI avec des arbitrages économiques sur le marché. Des technologies de type LAES[1], avec une capacité de stockage de 4 à 10 h peuvent également remplacer une partie des groupes électrogènes. Une expérimentation est cependant nécessaire pour mieux évaluer les économies potentielles liées à l'intégration de ce type

[1] Liquid Air Energy Storage

de stockage avec les usages « froid », ainsi que les capacités évitées d'un groupe électrogène de back-up.

Les véhicules électriques : une source de flexibilité très importante

Le développement du parc de véhicules électriques génère également de nouvelles opportunités de flexibilité. Au-delà du pilotage intelligent de la demande, la réinjection d'électricité sur le réseau à partir des batteries des véhicules électriques (vehicle to grid) peut permettre de fournir de l'électricité à la pointe ou de réaliser des arbitrages lorsque la variation journalière de prix est élevée. Le surcoût reste limité à l'usure de la batterie (environ 60 € par MWh cyclé) puisque les grands constructeurs de véhicules électriques s'orientent vers une conversion bidirectionnelle par défaut. En supposant que 20% des véhicules électriques seulement puissent injecter sur le réseau à un instant donné, cela représenterait une contribution capacitaire potentielle de 3 à 10 GW.

Les batteries de seconde vie (reconditionnement des batteries des véhicules électriques pour un usage stationnaire) représentent également un gisement très important (10 à 25 GW en 2035), avec un coût estimé inférieur de 15% à celui d'une batterie neuve, pour une durée de vie résiduelle d'environ 2000 à 3000 cycles. La filière est cependant encore très peu mature et des expérimentations sont nécessaires pour confirmer ces projections.

Pistes de réflexions

- Evaluer et définir les modalités de mise en place d'un mécanisme de limitation du risque pour les investisseurs, permettant d'apporter à ces derniers une meilleure visibilité sur les revenus futurs des projets.
- Mener des expérimentations pour confirmer le coût complet et les performances des services de flexibilité fournis par les véhicules électriques (pilotage de la demande, vehicle-to-grid) et par les batteries de seconde vie. L'enjeu correspondant est particulièrement important compte-tenu de la taille significative du potentiel de flexibilité associé.

UN POTENTIEL IMPORTANT A L'EXPORT ET POUR LES SYSTEMES ISOLÉS

Une solution PV + batterie est très rentable pour les systèmes isolés de petite taille du fait d'un coût de fioul élevé

Pour un village éloigné du réseau de distribution électrique, une solution batterie + PV + groupe électrogène en back-up est beaucoup plus économique qu'une solution PV + groupe électrogène au fioul. En effet, les investissements supplémentaires (capacités PV supplémentaires et batteries pour assurer la fourniture d'électricité la nuit) sont bien inférieurs aux économies liées à une réduction de la consommation de fioul. Pour le cas étudié, avec un prix du fioul de 250€/MWh, la batterie est remboursée en 3 ans.

Les Zones Non Interconnectées : un territoire également propice au développement du stockage, avec une profondeur de marché structurellement limitée par la taille du système énergétique

De même, les Zones Non Interconnectées françaises (ZNI) sont caractérisées par des coûts de production d'électricité élevés. Dans le cadre de cette étude, un système électrique fictif inspiré de l'île de la Réunion, avec 42% d'énergie renouvelable (dont 15% de production intermittente), a été modélisé à horizon 2023.

Il apparaît qu'un stockage dédié peut fournir à moindre coût une grande partie de la réserve rapide. Les premiers MW de batteries d'une heure ou deux heures sont également rentables pour mieux optimiser la gestion du parc de production. Leur valeur est d'autant plus importante (+30% pour le cas étudié) si elles sont pilotées par un signal tarifaire dynamique et non uniquement pour stocker le PV en journée et déstocker aux heures de pointe.

Pour des parts plus importantes d'énergie renouvelable, la production d'EnR reliées par électronique de puissance peut être supérieure aux capacités d'accueil du système ce qui peut mener à leur écrêtement. Les PPE actuelles des zones non interconnectées indiquent que le gestionnaire du système établit les conditions technico-économiques pour porter le seuil de pénétration instantannée d'EnR intermittente à 45 % en 2023. La mise en cohérence des capacités d'accueil du système avec les quantités d'EnR à accueillir génère un gain significatif. Ainsi, pour le scénario étudié avec un développement accéléré des EnR intermittentes, augmenter ce taux maximal de 45% à 60% génèrerait des économies de plus de 10 M€/an, soit environ 4% des coûts variables annuels de production du système (c'est-à-dire les coûts proportionnels au combustible consommé et aux émissions de CO_2). 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.

Un portefeuille diversifié de stockage est un atout notable à l'export

Enfin, pour les pays en voie de développement avec une forte croissance de la demande électrique et des conditions climatiques favorables, le PV et l'éolien apparaissent souvent comme les solutions les plus économiques et le stockage devient un outil d'accompagnement indispensable pour pallier l'intermittence de la production renouvelable. La maîtrise d'un portefeuille de technologies de stockage variées est alors nécessaire pour faire face à la diversité des situations et des besoins de flexibilité.

Pistes de réfléxions pour les ZNI

- Evaluer la faisaibilité économique d'inclure le stockage comme outil pour le réglage de fréquence en zone insulaire.
- Evaluer l'intérêt d'un pilotage dynamique du stockage que ce soit pour des projets de stockage centralisé ou des installations PV munies de stockages locaux, en tenant compte des coûts de l'infrastructure nécessaire à ce type de pilotage ;
- Mener une étude détaillée pour évaluer les solutions techniques permettant d'augmenter la part des EnR non synchrones dans le mix énergétique tout en maintenant la qualité de service requise, et dans quelle mesure le stockage peut contribuer à cette augmentation.

UN MÉCANISME DE COUVERTURE DU RISQUE FINANCIER FACILITERAIT L'ÉMERGENCE DE LA FILIÈRE

Les résultats de l'étude montrent que le stockage et l'électrolyse peuvent être rentables pour la collectivité pour différents cas d'usage, tout en générant des économies de CO_2 importantes.

Leurs revenus sont cependant extrêmement variables en fonction des politiques nationales menées d'ici 2035 (prolongement du nucléaire historique, développement des EnR, prix du CO_2…). Pour des projets avec un délai de construction et une durée d'amortissement importants, l'investissement est très risqué.

Il parait donc raisonnable d'évaluer et définir les modalités de mise en place d'un mécanisme de limitation des risques pour les investisseurs, permettant d'apporter à ces derniers une meilleure visibilité sur les revenus futurs des projets.

Table des matières

AVANT-PROPOS 2

AUTEURS 3

RESUME EXECUTIF 4

INTRODUCTION 13

1 UN CONTEXTE PLUS FAVORABLE AU DEVELOPPEMENT DES SOLUTIONS DE FLEXIBILITE 14

2 LA PRODUCTION D'HYDROGENE PAR ELECTROLYSE : DES DEBOUCHES ECONOMIQUES IMPORTANTS MAIS RISQUES 24

3 EN METROPOLE, DES BESOINS POUR DES SOLUTIONS DE FLEXIBILITES COMPLEMENTAIRES 36

4 UN POTENTIEL IMPORTANT A L'EXPORT ET POUR LES SYSTEMES ISOLES . 52

5 MEME POUR LES CAS D'USAGE RENTABLES, LE RISQUE ECONOMIQUE RESTE IMPORTANT 62

6 GLOSSAIRE 64

7 REFERENCES 66

Introduction

Dans un contexte de croissance importante des capacités EnR variables, renforcée par la baisse régulière de leurs coûts de fabrication, les flexibilités électriques, permettant de déplacer la consommation hors des périodes de pointes ou sans vent (ou soleil) et de capter les surplus de production lorsque la demande est basse, deviennent un élément important des systèmes électriques de demain. Au-delà de l'équilibre offre-demande national, les flexibilités sont dès aujourd'hui nécessaires à tous les niveaux pour répondre à des besoins variés : suivi de la courbe de charge, réponse aux services système, réduction des congestions réseau, lissage de la production EnR variable, alimentation sans interruption pour des grands sites tertiaires, véhicules électriques.

Depuis la remise du rapport PEPS, étude commandée par l'ATEE, l'ADEME et la DGCIS en 2013 qui s'intéressait à la valeur du stockage pour la collectivité dans différents cas d'études, le contexte énergétique a évolué favorablement pour le stockage à moyen terme : le coût des EnR variables et des technologies de stockage et d'électrolyse sont en diminution, les projections de mix futurs reposent sur des capacités EnR variables élevées, la production d'hydrogène électrolytique pourrait devenir une solution pertinente pour décarboner les usages gaz…

Ces nouvelles opportunités pour les flexibilités ont donc motivé la réalisation d'une mise à jour et complétion de l'étude PEPS1 initiale, commanditée par l'ADEME, l'ATEE et 18 membres des Clubs Stockage d'énergies et Power to Gas de l'ATEE référents du domaine.

Cette étude, réalisée par Artelys, le CEA et ENEA consulting s'intéresse au stockage et au power-to-gas dans différents cas d'étude, contextes considérés a priori comme favorables, pour quantifier leur valeur pour plusieurs services (arbitrage, capacité, réserve, ASI (UPS), autoconsommation...) parfois combinables.

Cette analyse quantitative, reposant sur la modélisation et simulation des systèmes énergétiques des différents cas d'étude par Artelys, est couplée à des projections, réalisées par le CEA et ENEA consulting, du coût des technologies de stockage et de power-to-gas.

Le présent document est la synthèse des analyses menées dans ce cadre. La section 1 décrit les éléments favorables à l'émergence économique de solutions de stockage et présente la méthodologie utilisée pour l'analyse coût bénéfice de ces différentes solutions. La section 2 présente les résultats pour le power-to-gas, et en particulier la production d'hydrogène par électrolyse pour un usage industriel ou pour la mobilité. La section 3 présente les analyses effectuées sur le stockage en France métropolitaine, qu'il soit centralisé, dédié à l'autoconsommation résidentielle, ou couplé à un service ASI sur des sites tertiaires. La section 4 présente les opportunités pour le stockage hors France métropolitaine que cela soit dans les territoires d'outre-mer ou à l'export. La section 5 conclut en soulignant les risques économiques auxquels doivent faire face les investisseurs.

1 Un contexte plus favorable au développement des solutions de flexibilité

1.1 La baisse du coût des EnR permet de prévoir un développement EnR plus rapide

Les coûts des productions renouvelables d'électricité, en particulier l'éolien et surtout le solaire photovoltaïque, ont connu une diminution spectaculaire ces dernières années.

Pour l'éolien terrestre, la baisse a été drastique : l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables [2] indique que le coût moyen de l'éolien terrestre a diminué de 4 766 $/kW en 1983 à 1 560 $/kW en 2015, soit une baisse de près de 70% en un peu plus de 30 ans. Pour l'éolien en mer, source d'énergie qui n'en est encore qu'à ses débuts - 12.2 GW installés dans le monde fin 2015 -, les prévisions sont elles aussi optimistes puisque des turbines de très grandes tailles pourraient permettre de diminuer les coûts encore davantage.

Dans le cas du photovoltaïque (PV), la baisse des coûts a été historiquement portée par la baisse du coût du panneau (module), en grande partie en raison des économies d'échelle et du développement extrêmement fort de la production de modules en Asie. Récemment, le coût de ces panneaux semble avoir atteint un niveau tel que des baisses encore substantielles seront probablement difficiles à accomplir (ou en tout cas pas dans les niveaux observés depuis le début des années 2000). En revanche, une marge de baisse encore importante est possible au niveau du « Balance of System » (BoS), qui représente les coûts autres que ceux des modules et des onduleurs (main d'œuvre, design du projet, achat/location du terrain, racks, connexion au réseau, accès au financement, etc.). Enfin, en parallèle, de nouvelles technologies émergent progressivement (multijonctions, perovskites) qui pourraient à termes devenir compétitives avec le silicium cristallin et ainsi diminuer encore les coûts du solaire photovoltaïque.

Cette baisse importante de coût des technologies EnR permet de prévoir un développement de ces nouvelles sources d'énergie bien plus rapide que prévu. Dans l'étude PEPS1 en 2013, l'analyse du système électrique français de 2030 reposait sur les trois scénarios « Médian », « Nouveau Mix » et « Ademe », les deux premiers étant basés sur le Bilan Prévisionnel (BP) 2013 de RTE, le troisième, plus ambitieux, était issu des hypothèses des Visions 2030-2050 publiées en 2012 par l'ADEME.

Depuis, les prévisions de déploiement EnR ont été fortement revues à la hausse ; les scénarios du dernier Bilan Prévisionnel de RTE (2017) [4] sont, pour les plus conservateurs, en ligne avec ce qui avait été retenu dans l'ancien scénario Nouveau Mix (croissance des capacités PV et éolien de 1,5 GW et 2 GW par an, respectivement) tandis que les scénarios les plus ambitieux vont au-delà du scénario ADEME pourtant considéré comme extrêmement volontariste à l'époque. La Figure 3 (à droite) ci-dessous permet de comparer les rythmes de croissance des EnR de l'étude PEPS1 et des scénarios du dernier BP de RTE.

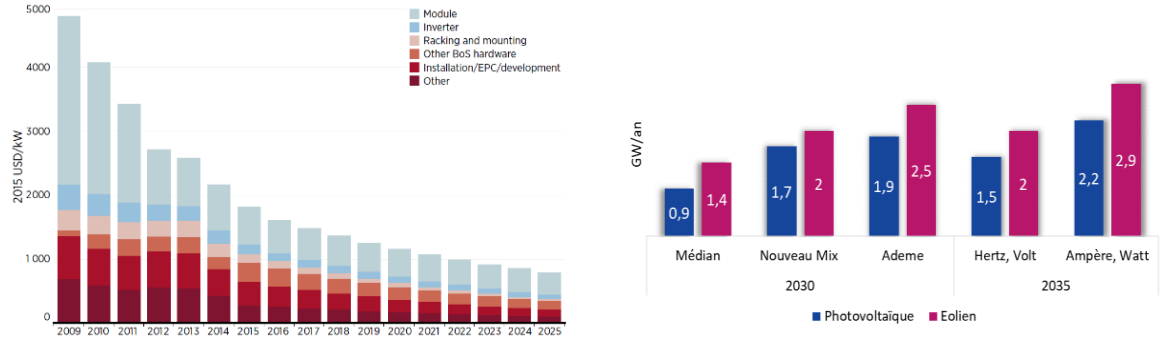


Figure 3. Moyenne pondérée du coût total d'installation pour un champ PV, de 2009 à 2025 (à gauche, source IRENA), et Rythme de croissance des capacités installées en photovoltaïque et éoliennes dans les scénarios de l'étude PEPS1 et dans ceux du bilan prévisionnel 2017 de RTE (à droite).

1.2 Des capacités très élevées de production à faible coût variable

Le dernier Bilan Prévisionnel décrit l'évolution du mix énergétique d'ici 2035 suivant quatre scénarios contrastés sur les capacités de production EnR, nucléaires ou thermiques, l'évolution de la demande et les échanges avec les voisins. Ces scénarios sont décrits brièvement sur la figure ci-dessous.

Malgré leurs différences, tous ces scénarios possèdent des capacités élevées en PV, éoliennes ou nucléaire, ce qui, en fonction du niveau de demande et de la capacité d'export, peut mener à un grand nombre d'heures, en été ou mi-saison, où les capacités disponibles nucléaires et renouvelables ne sont pas utilisées à leur maximum, et donc où le prix de l'électricité reste très bas.

En effet, la part de production thermique carbonée en 2035 varie entre 4% pour les scénarios Ampère et Volt, et 18% pour le scénario Watt. Ainsi, les technologies à faible coût variable vont être amenées à occuper une part très importante dans le mix énergétique, et ce malgré la baisse de la capacité nucléaire.

En parallèle, la consommation électrique française devrait rester stationnaire, voire même décroitre dans certains scénarios sous l'effet des politiques de maîtrise de la demande en énergie. Les nouvelles capacités EnR, dont la production est variable, vont entraîner un accroissement du nombre d'heures où les capacités disponibles nucléaires et EnR sont supérieures à la demande et donc des besoins accrus en flexibilité afin d'intégrer au mieux l'énergie générée.

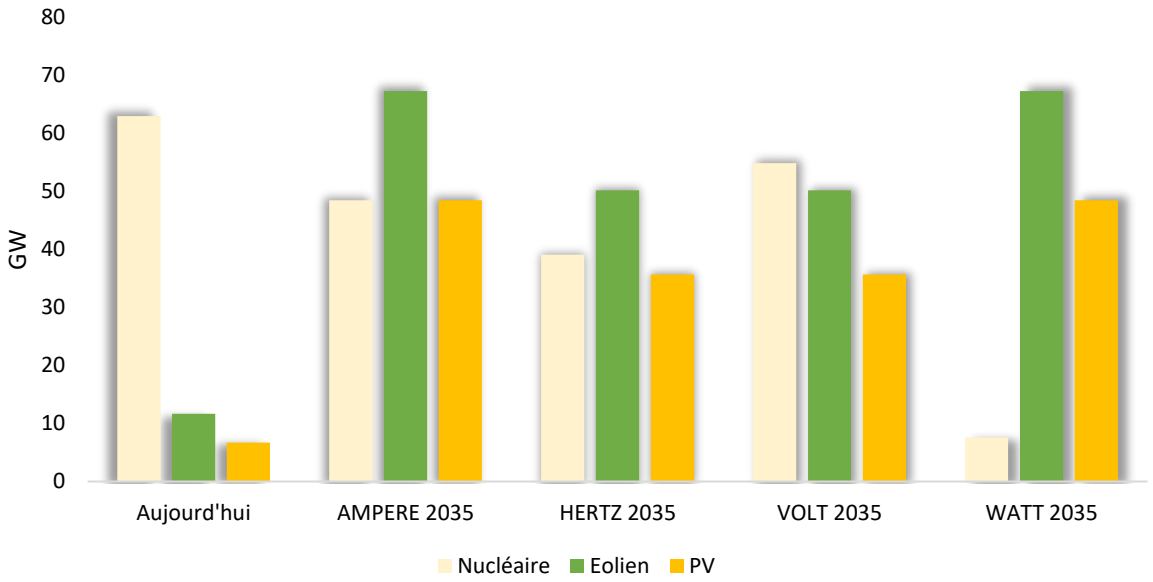


Figure 4. Capacités installées nucléaire, éolienne et PV aujourd'hui et dans les scénarios 2035 du Bilan Prévisionnel. Source : données du Bilan Prévisionnel 2017 de RTE [4]

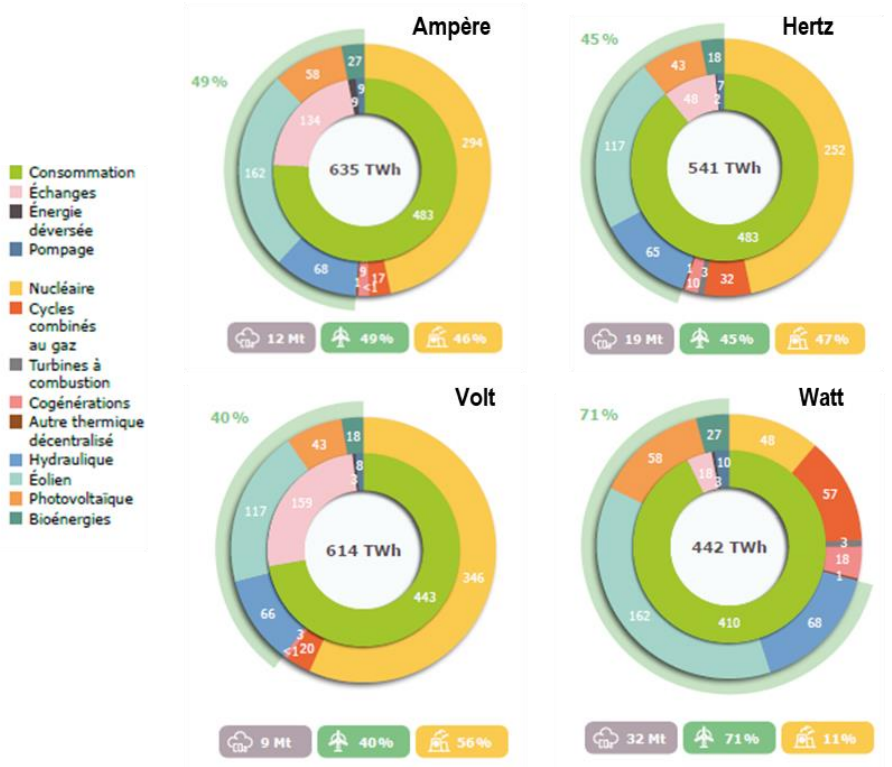


Figure 5. Résumé des mix énergétiques, en production et consommation pour les 4 scénarios du bilan prévisionnel considérés dans l'étude. Source : Bilan Prévisionnel 2017 de RTE [4]

1.3 Des besoins de flexibilité qui augmentent significativement

L'augmentation prévue des capacités de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes et l'évolution de la consommation entraînent une évolution importante des besoins de flexibilité entre aujourd'hui et 2035. Les besoins de flexibilité journalière – c'est-à-dire la variabilité journalière de la consommation résiduelle (consommation moins production EnR non pilotable) – augmentent en effet pour les quatre scénarios du bilan prévisionnel. Cette augmentation, allant de +60% à +120% selon le scénario, est principalement due à l'augmentation de la capacité solaire, dont la production crée un écart important entre consommation résiduelle en milieu d'après-midi et en heure de pointe (le matin ou le soir lorsqu'il n'y a plus de production solaire).

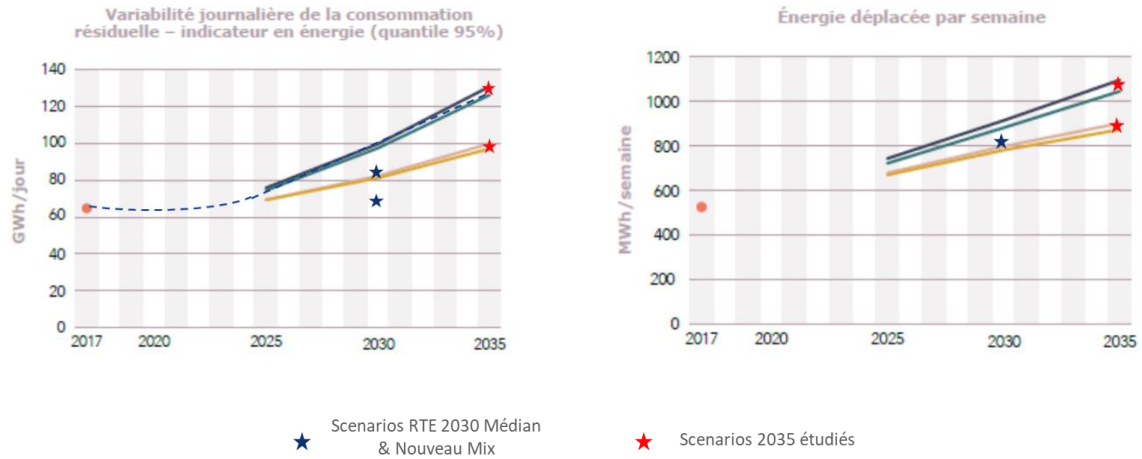


Figure 6. Besoins de flexibilité journalière (à gauche) et hebdomadaire (à droite) pour les scénarios utilisés dans PEPS1 et dans PEPS4 (source : Bilan Prévisionnel RTE et calculs Artelys)

Les besoins de flexibilité varient aussi fortement au niveau hebdomadaire avec l'augmentation des capacités éoliennes. En effet, les régimes de vent entraînent des variations de production importantes à l'échelle d'une semaine avec typiquement plusieurs jours consécutifs avec de forts vents puis plusieurs jours sans vent. A cela s'ajoute le développement des consommations électriques pour les usages tertiaires, ce qui renforce les écarts de consommation entre les jours de travail et le week-end. Ainsi le besoin de flexibilité hebdomadaire augmente entre aujourd'hui et 2035 d'un facteur 2 à 2,5 en fonction du scénario considéré.

A titre de comparaison, les scénarios considérés lors de l'étude PEPS1 présentaient des besoins de flexibilité inférieurs, que cela soit au niveau journalier ou hebdomadaire, du fait des capacités EnR plus faibles dans ces scénarios que dans ceux utilisés pour la présente étude.

1.4 Une baisse prévue des coûts des technologies de stockage et de power-to-gas

Au-delà de l'évolution du mix et des besoins de flexibilité, des réductions importantes de coûts sur les technologies de stockage et de power-to-gas sont prévues d'ici 2035.

En effet, les projections de coûts et de performance pour ces technologies, produites par le CEA-LITEN sur la base d'une analyse bibliographique et sur leur vision d'experts du domaine, corroborent cette évolution.

Pour l'électrolyse, ces projections de coût s'appuient principalement sur les travaux ([16],[17]) du FCH-JU (Fuel Cell and Hydrogen-Joint Undertaking), l'organe européen en charge du financement des activités de recherche traitant des technologies hydrogène et pile à combustible, sur la feuille de route [18] de l'Agence Internationale de l'Energie et sur un travail académique [19] de l'Imperial College.

Les données principales utilisées pour l'étude sont résumées dans le tableau ci-dessous

En 2035	Alcalin	PEM	Remarques
CAPEX (€/kW)	680	800	Pour 10MW et plus
EFFICACITE (kWh/kg)	54	51	Dégradation de 1%/an pour PEM et Alcalin pris en compte (modélisation de la 5ème année)
Durée de vie	15	15	Sur la base de 5000h/an
O&M (€/an)	4% du CAPEX		
Construction, transport, installation, ingéniérie	30% du CAPEX		
Electronique de puissance	Inclus dans le CAPEX		
Flexibilité	à la hausse (effacements) : primaire + secondaire		

Tableau 2 - Hypothèses retenus pour la simulation

La baisse des coûts associés aux composants hydrogène est principalement liée à l'augmentation de la demande du marché associée au déploiement des technologies.

En ce qui concerne les batteries, les projections de coûts s'appuient également sur une analyse bibliographique ainsi que les connaissances techniques du CEA-LITEN, en tant qu'acteur et partenaire de nombreux industriels du domaine.

Etant donné l'incertitude importante sur l'évolution des coûts des batteries, tout particulièrement pour les technologies Lithium-ion[2], deux hypothèses de coûts sont utilisées pour 2035. Ces deux

[2] L'évolution du coût des batteries dépend notamment de l'évolution des cours des matériaux, de l'amélioration des performances, de l'augmentation des volumes de production, du cours euro-dollar, ou encore de la montée en maturité dans le développement de systèmes stationnaires suite aux premiers retours d'expérience.

hypothèses présentent une approche prudente (hypothèse haute) et une approche plus optimiste (hypothèse basse) qui s'approche des valeurs de plusieurs sources bibliographiques sur les projections de coûts à 15-20 ans. L'intervalle entre les hypothèses haute et basse fournit une bonne base à une analyse de sensibilité et permet de mieux appréhender les différents résultats présentés dans ce rapport en fonction de l'évolution réelle des coûts observée à l'avenir.

A titre d'exemple, les composantes de ces coûts sont présentées ci-dessous pour la famille des technologies de batteries lithium-ion à tension maximale supérieure à 4V et sont comparées à un modèle de coût observé pour 2017-2018.

Pour cette famille de batteries et un système batterie d'énergie nominale de l'ordre du MWh, une réduction des coûts est à prévoir sur l'ensemble des composantes, la plus marquantes étant la mise en batterie (mise en système), dont la réduction prévue est de 75%. Les autres composantes sont supposées réduites entre 13% et 35% dans l'hypothèse haute et entre 35% et 60% dans l'hypothèse basse.

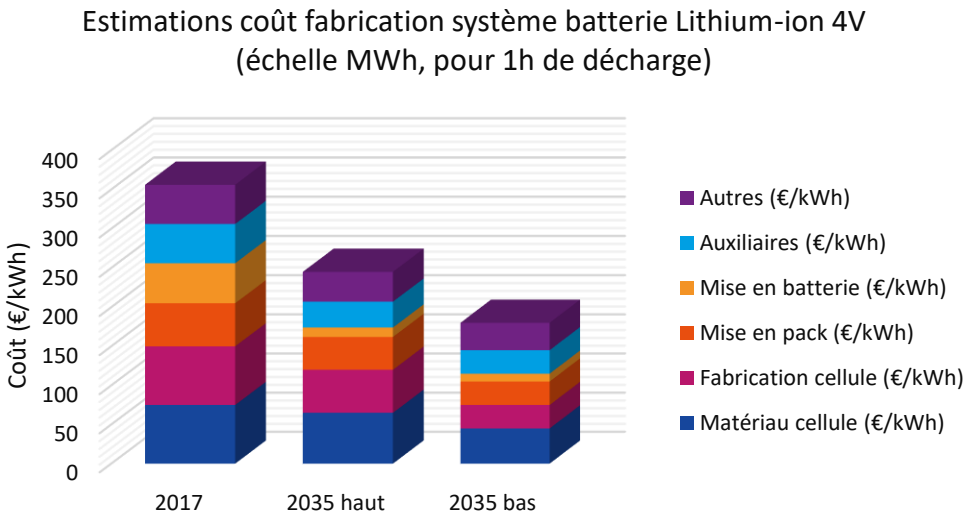


Figure 7. Coûts actuels et projetés à 2035 pour des batteries Li-ion 4V, 1h de décharge.

Des projections ont également été réalisées pour d'autres technologies de batterie. Pour chacun des cas d'étude présentés dans ce rapport, la technologie jugée la plus pertinente en 2035 en fonction des informations disponibles à partir de la veille bibliographique effectuée a été prise en compte ; en outre il est important de spécifier que selon l'application et le dimensionnement choisi, les coûts des systèmes batterie, et par conséquent des systèmes de stockage stationnaire (batterie avec conversion), peuvent fortement varier. Cet aspect a été pris en compte pour chacun des cas d'étude, dans la mesure des connaissances recueillies.

1.5 Une méthodologie pour l'analyse coût-bénéfice qui suit les standards européens

L'objet de cette étude est d'évaleur l'intérêt du stockage d'électricité et du power-to-gas en France en 2035 dans le contexte décrit dans les sections précédentes. Cette étude suit les orientations suivantes :

- **Analyse coût bénéfice du point de vue de la collectivité**. L'analyse menée suit une méthodologie dite d'analyse coût-bénéfice qui vise à comparer, pour un investissement donné, les coûts et bénéfices générés par celui-ci sur le système dans son ensemble (la collectivité, tous acteurs confondus). Les coûts et bénéfices considérés ne prennent donc pas en compte la réglementation, et notamment les taxes, contraintes réglementaires ou mécanismes incitatifs, dont l'objectif n'est pas la création de valeur mais sa répartition.
- **Analyse à la marge de scénarios référents.** L'objet de l'étude n'étant pas de définir des scénarios de mix énergétiques, l'analyse de l'intérêt du stockage et du power-to-gas est effectuée à la marge de scénarios référents de mix énergétique et de consommation. En particulier, la valeur de l'investissement est calculée en supposant que la capacité de stockage ou de power-to-gas augmente seule, à partir d'une situation sans stockage autres que ceux installés ou déjà en cours de construction. L'étude repose pour la France métropolitaine et ses voisins sur les hypothèses de mix des scénarios Ampère, Hertz, Volt et Watt du bilan prévisionnel 2017 de RTE. Pour les zones non-interconnectées, les hypothèses de mix reposent sur la planification pluriannuelle de l'énergie pour la Réunion et sur un scénario de l'Ademe plus ambitieux sur le développement des EnR.
- **Modélisation et simulation des systèmes énergétiques**. Le calcul de la valeur du stockage ou du power-to-gas est fait en simulant les équilibres offre-demande des systèmes énergétiques considérés. Ces simulations, réalisées au pas de temps horaire sur un an avec le logiciel d'optimisation Artelys Crystal Super Grid, visent à minimiser le coût total de production du système énergétique considéré en représentant les différents moyens de production et centres de consommation, ainsi que leurs contraintes techniques. Cette approche suit le standard de simulation du mix de production en France et en Europe et d'analyse coût bénéfice d'investissements énergétiques, utilisés par exemple par l'ENTSO-E dans son Ten Year Network Development Program ou par RTE dans son bilan prévisionnel.
- **Analyse technologiquement neutre et par cas d'étude.** L'étude du power-to-gas et du stockage se focalise sur 11 cas d'études distincts jugés comme pertinents par le consortium. L'analyse effectuée considère un stockage ou un électrolyseur ayant des caractéristiques techniques données (rendement, durée de décharge), indépendamment de la technologie associée. En ce sens, le lecteur souhaitant analyser l'intérêt d'une technologie précise pourra selectionner la valeur correspondante à ses caractéristiques et la comparer à ses coûts. Toutefois, pour chaque cas d'étude, les technologies actuellement les plus utilisées ou les plus pertinentes à l'avenir ont été identifiées.
- **Calcul du gisement économique.** L'étude se focalise dans un premier temps sur l'analyse des cas d'étude un à un sans prendre en compte leur interaction. Dans un second temps, une optimisation conjointe des gisements économiques est réalisée – toujours à la marge des

scénarios considérés – pour prendre en compte les effets de concurrence potentielle entre les différentes sources de flexibilité.

1.6 Hypothèses communes aux cas d'études

L'étude se focalise sur les cas d'études suivant :

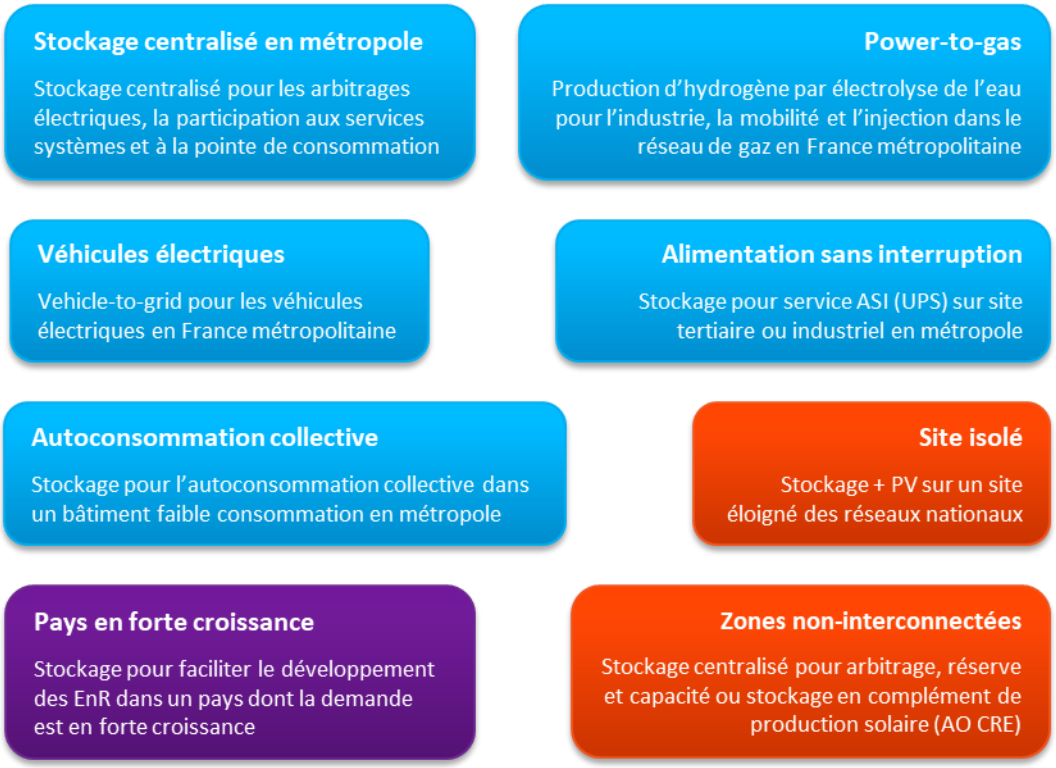


Figure 8. Synthèse des cas d'études

Les cas d'études et leurs hypothèses spécifiques sont décrits plus précisément dans les sections correspondantes du rapport. Ils partagent toutefois un ensemble d'hypothèses décrits ci-dessous :

- **Coût de financement.** L'analyse coût bénéfice est réalisée en prenant en compte un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 7% pour les investissements de stockage ou de power-to-gas. Pour le cas « pays en forte croissance », un coût moyen pondéré du capital de 9% est considéré pour traduire que les conditions de financement sont plus difficiles dans ces pays. Dans chaque calcul, le nombre d'année de référence pour l'évaluation de l'intérêt économique d'un actif est sa durée de vie.
- **Externalités environnementales.** Dans chacun des cas d'étude, les externalités environnementales sont prises en compte en utilisant un coût des émissions de CO_2. Pour cette étude, l'évaluation des économies de CO_2 suit une approche marginale, attribuant toutes les émissions évitées à l'investissement étudié. En particulier, pour les cas relatifs à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, le contenu CO_2 horaire de l'électricité consommée est le contenu CO_2 marginal de l'électricité, c'est-à-dire le contenu de l'électricité produite par le dernier moyen de production appelé à une heure donnée.

- **Production d'hydrogène décarboné.** Suite à la remarque ci-dessus sur les externalités, et pour éviter de produire de l'hydrogène à partir d'électricité issue de centrales à gaz ou au charbon, il a été décidé, pour les cas d'études sur le power-to-gas (à l'exception des cas où le contraire est mentionné explicitement) de restreindre le fonctionnement des électrolyseurs aux heures où le contenu CO_2 marginal est considéré comme nul, c'est-à-dire lorsque les EnR ou les groupes nucléaires sont les groupes appelés en dernier dans le merit order. Pour un prix de CO_2 élevé, ce mode de fonctionnement serait automatique, les prix de l'électricité lors des heures de marginalité gaz ou charbon étant trop élevés pour une utilisation de type power-to-gas.

- **Coût des combustibles et du CO_2.** Les coûts des combustibles et le prix ETS du CO_2 sont considérés exogènes dans l'analyse. Pour les cas relatifs à la France métropolitaine, les hypothèses définies par les scénarios Ampère, Hertz, Volt et Watt du bilan prévisionnel 2017 de RTE sont prises en compte. Pour les autres cas, le scénario « New Policies » l'agence internationale de l'énergie (WEO 2017) est utilisé. Les cas relatifs aux ZNI et aux sites isolés supposent toutefois des coûts des combustibles respectivement deux et trois fois supérieurs aux coûts du scénario « New Policies » pour prendre en compte les difficultés d'acheminement du combustible

Pour l'année 2035	Ampère, Watt	Hertz, Volt
Gaz (€2016/MWhPCS)	30	38
Charbon (€2016/t)	49	76
Pétrole brut (€2016/bbl)	75	125
Prix ETS du CO2 (€2016/t)	108	32

Tableau 3. Coût des combustibles et du CO2 dans les cas d'études relatifs à la France métropolitaine

- **Valeur capacitaire.** Pour la France métropolitaine, la valeur capacitaire du stockage – c'est-à-dire la valeur de la contribution du stockage à la production en période de pointe – est calculée à partir des résultats du Bilan Prévisionnel. Pour cela, sont pris en compte la durée de décharge du stockage, la durée des défaillances dans chacun des scénarios du BP et le coût de la capacité supplémentaire.

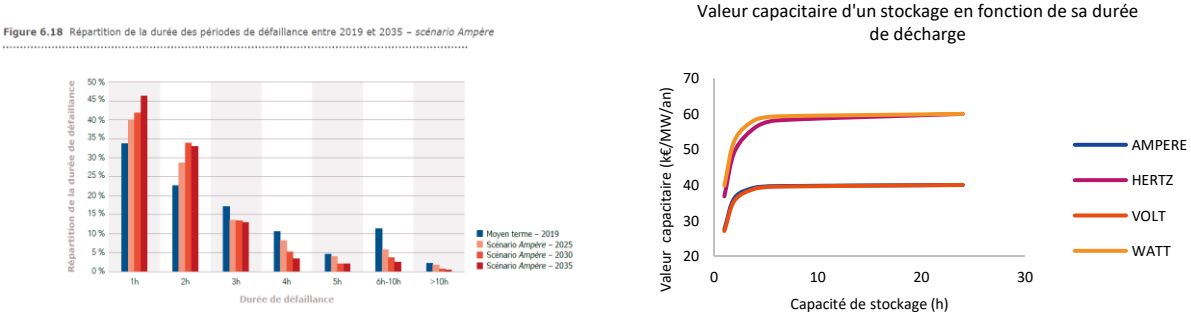


Figure 9. Répartition de la durée des périodes de défaillance pour le scénario Ampère (à gauche, source : bilan prévisionnel de RTE). Valeur capacitaire du stockage considérée dans l'étude (à droite, source : calculs internes)

- **Coût du stockage et du power-to-gas**. Les coûts utilisés pour le power-to-gas et le stockage sont issus du travail réalisé par le CEA et par ENEA consulting. Ils sont spécifiques à chaque cas d'étude et repris en début de chaque section. Pour les stockages dédiés à la réserve, un coût supplémentaire de raccordement au réseau est pris en compte correspondant à un raccordement en HTB (48k€/MW/an, source PEPS1).

2 La production d'hydrogène par électrolyse : des débouchés économiques importants mais risqués

Comme présenté précédemment, les contextes électriques étudiés, en particulier les mix des scénarios Volt et Ampère, disposent de fortes capacités EnR variables et nucléaires. Dans ce contexte, l'électrolyse de l'eau, procédé industriel qui consomme de d'électricité pour produire de l'hydrogène, peut profiter d'un prix de l'électricité complètement décarbonée relativement faible pendant une grande partie de l'année (principalement été et mi-saison), ce qui peut lui permettre de devenir compétitive par rapport au vaporeformage, solution usuelle de production de l'hydrogène consommatrice de méthane et émettrice de CO_2.

Nous nous intéressons en particulier à trois configurations pour un électrolyseur :

- Electrolyse pour couvrir la demande d'un grand consommateur industriel d'hydrogène, par exemple celle d'une raffinerie, correspondant à une demande en base de 250 MW (environ 65 kt/an de H2) : sections 2.1 (avec stockage d'hydrogène) et 2.2 (sans stockage avec deux variantes possibles pour assurer le complément de fourniture d'hydrogène)
- Electrolyse décentralisée pour couvrir la demande des stations-services d'hydrogène d'une ville et approvisionner une flotte de véhicules fonctionnant à l'hydrogène correspondant à une demande journalière de 5 t, soit environ 7 MW : section 2.3
- Electrolyse pour l'injection directe d'hydrogène dans le réseau de gaz : section 2.4.

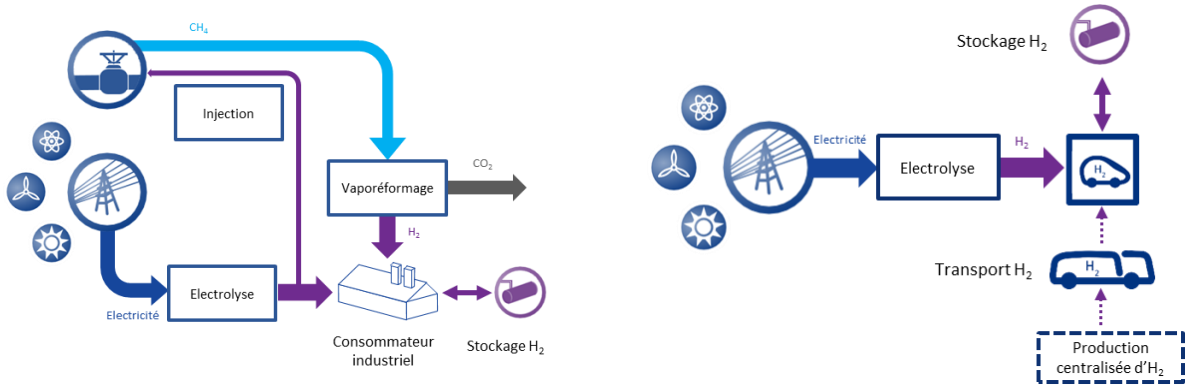


Figure 10. Schémas descriptifs des cas d'application considérés pour l'électrolyse. A gauche, électrolyse pour l'industrie et l'injection. A droite, électrolyser pour la mobilité.

Pour chaque cas, le prix ETS du CO_2 pour le système électrique est fixé par le scénario d'étude (32 €/t pour les scénarios Volt et Hertz, 108 €/t pour les scénarios Watt et Ampère)[3]. L'étude analyse à partir de quel niveau de prix de la tonne de CO_2 évitée grâce à la production d'hydrogène électrolytique, l'électrolyseur devient rentable par rapport à une production d'hydrogène par vaporeformage. Le prix

[3] Une augmentation du prix du CO_2 pour le système électrique fait croître les coûts de production des centrales thermiques fossiles (charbon ou gaz) et donc les prix de l'électricité aux heures où ces centrales sont marginales.

de la tonne de CO_2 évitée nécessaire pour rentabiliser le projet comprend le prix ETS du scénario étudié (appliqué pour la production d'électricité et pour le gaz naturel consommé par vaporeformage) ainsi que la prime carbone supplémentaire (appliquée uniquement à la consommation évitée de gaz naturel). Les hypothèses de prix du méthane et du CO_2 à horizon 2035, utilisées pour le calcul du coût de production de l'hydrogène par vaporeformage, sont celles des scénarios du Bilan Prévisionnel.

Caractéristiques technicoéconomiques de l'électrolyseur en 2035 - rendement : 54 kWhe/kg H_2, CAPEX : 885 €/kWe dont 30% de coûts d'installation, OPEX annuel : 4% du CAPEX total (source : analyse du CEA)

Caractéristiques de l'installation de vaporeformage - CAPEX et OPEX fixe : 1,25 €/kg pour un fonctionnement en base (source : [22]), coût variable de production : entre 2 et 2.4 €/kg en fonction du prix du méthane et du CO_2 du scénario. Contenu CO_2 de l'hydrogène produit par vaporeformage : 9 tCO_2/tH_2

Compte-tenu de leur flexibilité technique, les électrolyseurs pourraient également fournir des services systèmes (réserve primaire et secondaire) et obtenir des revenus complémentaires évalués dans le paragraphe 3.2 dédié à la réserve. Le gisement est cependant limité à un peu plus d'un gigawatt de réserve pour l'ensemble des technologies pouvant fournir ce service (véhicules électriques, batteries stationnaires, production conventionnelle, stockage hydraulique, pilotage de la demande…). Les cas d'étude suivants s'intéressant aux projets d'électrolyse au dela de ce premier gigawatt, cette source de revenu n'a pas été intégrée.

2.1 Dès 110 €/t_{CO2}, des électrolyseurs avec stockage de l'hydrogène peuvent être économiquement rentables

On considère le cas d'un industriel souhaitant couvrir sa demande d'hydrogène de 100 MW par électrolyse et disposant d'une capacité de stockage très grande[4]. Souhaitant produire un hydrogène entièrement décarboné, il ne s'autorise à produire de l'hydrogène par électrolyse, dans la limite des possibilités techniques de son unité, qu'aux heures de marginalité nucléaire ou EnR, caractérisées, par ailleurs, par un coût marginal de l'électricité peu élevé voire nul. Dans ce contexte, l'électrolyseur est dimensionné pour fonctionner uniquement pendant ces heures en stockant l'hydrogène pour pouvoir satisfaire la demande industrielle d'hydrogène aux moments où le prix de l'électricité est plus élevé et, surtout, son contenu marginal carbone non nul. Le dimensionnement de l'électrolyseur est donc bien supérieur au 100 MW de demande H_2 pour compenser le taux d'utilisation limité (24% et 35% pour les scénarios Volt et Ampère).

[4] La capacité de stockage nécessaire est un résultat de l'optimisation.

Méthodologie d'analyse - Dimensionnement de l'électrolyse pour couvrir la demande d'hydrogène décarboné tout en ne fonctionnant qu'aux heures de marginalité EnR ou nucléaire. Evaluation ex-post des besoins de stockage pour lisser la fourniture d'hydrogène décarboné sur toute l'année.

Hypothèses clé - Demande d'hydrogène de 100 MW correspondant à un nouveau site industriel ou au renouvellement de production d'hydrogène à l'arrivée en fin de vie d'une installation de vaporéformage (le projet d'électrolyse permettrait ainsi d'éviter des coûts d'investissement de vaporeformage). Stockage souterrain : cavité saline reconvertie en stockage d'hydrogène, 0,25 €/kg d'hydrogène stocké incluant coût de compression et coût de reconversion de la cavité (source [7]). Le coût de reconversion est fortement dépendant du site et des besoins d'adaptation des équipements de surface.

Les résultats obtenus sont présentés ci-dessous. Le coût de l'électrolyse est comparé au coût de production d'une nouvelle installation de vaporeformage.

	Scénario Ampère	Scénario Hertz	Scénario Volt	Scénario Watt
Capacités de production	Électrolyse : 480 MWe Stockage : 60j	Electrolyse: 1900 MWe Stockage : 150j	Electrolyse : 720 MWe Stockage : 90j	Electrolyse : >2000 MWe Stockage : >150j
Facteur de charge électrolyseur	35 %	9%	24%	<10%
Economies de CO_2 liées à la réduction de production par vaporeformage	237 kt	237 kt	237 kt	237 kt
Coût de production total (incluant investissement)	2,7 €/kg	10 €/kg	3,9 €/kg	>10 €/kg
Coût de production total par vaporeformage (incluant investissement)	3,6 €/kg (ETS à 108 €/t_{CO2})	3,2 €/kg (ETS à 32 €/t_{CO2})	3,2 €/kg (ETS à 32 €/t_{CO2})	3,6 €/kg (ETS à 108 €/t_{CO2})
Prix de la tonne de CO2 évitée permettant d'assurer la rentabilité de l'électrolyse	rentable sans soutien complémentaire	750 €/t	110 €/t	>1000 €/t

Tableau 4. Résultats pour le cas électrolyse industrielle avec stockage

Dans les scénarios Ampère et Volt, le nombre d'heures où l'électricité a un contenu CO_2 nul et un prix faible test conséquent, ce qui permet à l'électrolyseur d'avoir un taux de charge de respectivement 35% et 24% et d'éviter un surdimensionnement excessif de l'électrolyseur. Dans ces deux scénarios, le

coût de production total de l'hydrogène décarboné est tel que l'électrolyse est rentable par rapport à la production par vaporeformage pour Ampère, et l'est presque pour le scénario Volt. En particulier, à partir d'un prix de la tonne de CO_2 évitée de l'ordre de 110 €/t_{CO2}, la production par électrolyse de l'eau devient rentable dans le scénario Volt.

Dans les scénarios Hertz et Watt, le nombre d'heures à prix de l'électricité zero carbone faible est très réduit (moins de 1000 h), ce qui ne permet pas de faire tourner suffisamment l'électrolyseur pour rentabiliser l'investissement (quel que soit le cas étudié).

Un tel projet nécessite de pouvoir stocker une quantité importante d'hydrogène entre les heures de production d'hydrogène par électrolyse (été, mi-saison) et les heures de demande d'hydrogène (toute l'année) : respectivement 4 000 t et 10 000 t pour les scénarios Ampère et Volt, uniquement pour le projet étudié (100 MW de demande H_2). Si on inclut l'ensemble du gisement économique pour l'électrolyse tel que modélisé dans le §3.7 (220 kt/an, soit 25% de la demande actuelle d'hydrogène), les volumes de stockage à considérer sont de l'ordre de 40 kt. De tels volumes ne peuvent être stockés que par stockage souterrain.

Storengy opère aujourd'hui 4 sites de stockage de gaz naturel en cavités salines en France : Etrez, Manosque, Hauterives et Tersanne. Si ces sites, qui correspondent aujourd'hui à plus de 10 Mm^3 en volume libre géométrique, sont convertis un jour en sites de stockage d'hydrogène, ils pourraient permettre de stocker environ 115 kt d'hydrogène à 200 bars environ (la pression pouvant varier en fonction des spécificités techniques du site de stockage) sur l'ensemble des sites. Geosel et Terega opèrent également des stockages souterrains d'hydrocarbures en France.

L'utilisation de ces sites de stockage reconvertis permettrait d'optimiser les coûts associés au stockage du fait que les cavités sont déjà existantes. En revanche, il faudrait évaluer l'impact de l'hydrogène sur les équipements de surface (compression, déshydratation, etc.) et le puits (notamment fragilisation de certains matériaux à l'hydrogène) ainsi que les surcoûts nécessaires pour leur reconversion. Le coût du réseau (piping à mettre en place en fonction de la distance du site de stockage à l'électrolyseur et au site de consommation) sera également un facteur à considérer pour une analyse plus détaillée (cf [20] et [21] par exemple).

Par ailleurs, des études géologiques montrent que des zones comme la Lorraine, le Jura ainsi que le sud-ouest semblent présenter de bonnes caractéristiques de sous-sol pour le développement de cavités salines. Ces couches de sel présentent cependant des caractéristiques très variables en qualité, épaisseur et profondeur qui demanderaient des investigations plus poussées pour savoir si la construction de cavités de stockage serait possible. Enfin des contraintes géographiques peuvent également créer des contraintes fortes (accès à l'eau pour le lessivage, moyen d'extraire, d'évacuer et de valoriser la saumure, densités de population, etc…).

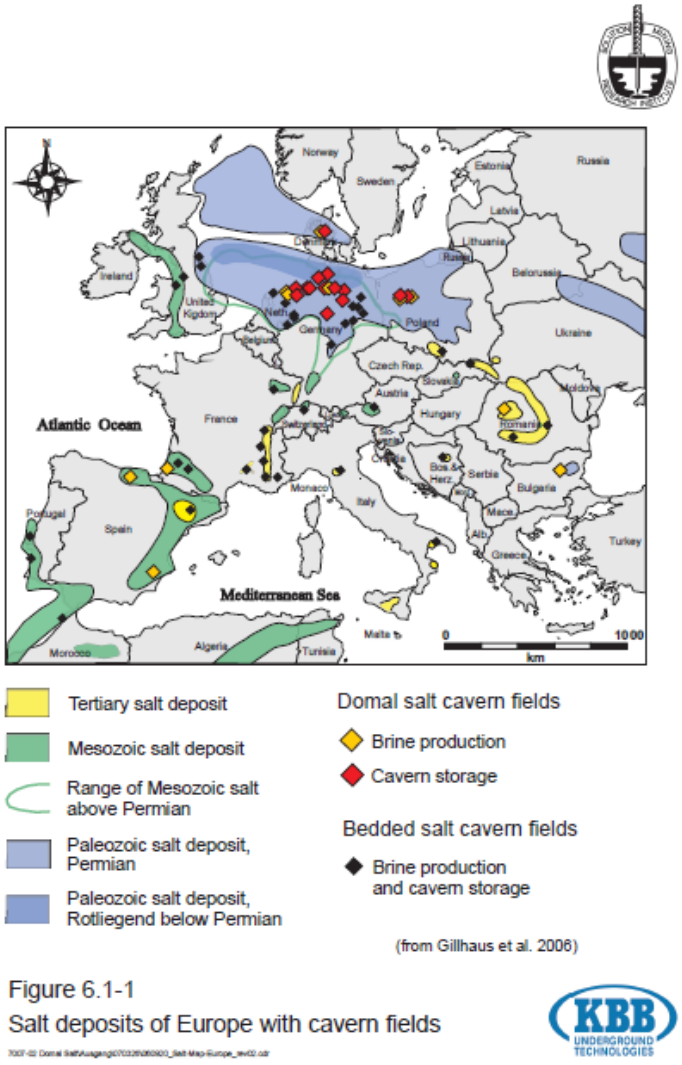


Figure 11. Carte des gisements potentiels pour le développement de cavités salines, source : [8]

2.2 En l'absence de capacité de stockage d'hydrogène, l'électrolyse zéro carbone pour l'industrie trouve plus difficilement un équilibre économique

Dans un contexte où le consommateur industriel n'a pas accès facilement à une capacité de stockage d'hydrogène, il est alors nécessaire d'assurer une solution de substitution pour couvrir les heures de l'année où le prix de l'électricité est trop élevé. Il est alors possible :

- D'acheter puis transporter l'hydrogène depuis le cas précédent (§2.1)
- D'utiliser une installation locale de vaporeformage.

2.2.1 Utilisation d'hydrogène décarboné produit sur un site avec stockage

On s'intéresse ici au projet suivant permettant de produire de l'hydrogène entièrement décarboné :

- Installation d'un électrolyseur localement pour produire de l'hydrogène décarboné aux heures de marginalité nucléaire ou EnR
- Achat et transport d'hydrogène depuis le cas précédent (avec un coût de compression et transport supposé à 2 €/kg), pour le reste de l'année

Méthodologie d'analyse - Utilisation d'un électrolyseur de 100MW fonctionnant uniquement les heures de marginalité nucléaire ou EnR. Le reste de l'année, le coût de production d'hydrogène par électrolyse du cas précédent est utilisé, avec un coût de transport supplémentaire de 2 €/kg, Distance de 200km entre lieu de consommation et de production d'hydrogène décarboné avec stockage.

Hypothèses clé - Demande d'hydrogène de 100 MW. On suppose que le transport de l'hydrogène est réalisé par une mobilité décarbonée.

Dans ce cas, le coût total de production d'hydrogène décarboné serait de 3,9 €/kg pour le scénario Ampère et 5,4 €/kg pour le scenario Volt.

	Scénario Ampère	Scénario Volt
Facteur de charge électrolyseur	35%	24%
Economies de CO_2 liées à la réduction de production par vaporeformage	237 kt	237 kt
Coût de production total (incluant investissement)	3,9 €/kg	5,4 €/kg
Coût de production total par vaporeformage (incluant investissement)	3,6 €/kg (ETS à 108 €/t_{CO2})	3,2 €/kg (ETS à 32 €/t_{CO2})
Prix de la tonne de CO2 évitée permettant d'assurer la rentabilité de l'électrolyse	150 €/t	270 €/t

Tableau 5. Résultats pour l'électrolyse industrielle sans stockage local (avec utilisation en complément d'hydrogène décarboné produit par un site avec stockage)

2.2.2 Utilisation de vaporeformage en complément de l'électrolyse

Le consommateur industriel peut également garder une capacité de vaporeformage de façon à pouvoir garantir une couverture des besoins industriels, et utiliser l'électrolyseur aux heures où son coût

variable de production[5] est plus intéressant que celui du vaporeformage. L'électricité consommée peut avoir un contenu CO2 marginal non nul, ce qui est pris en compte dans le tableau ci-dessous.

Méthodologie d'analyse – Minimisation du cout de production de l'hydrogène par le système électrolyseur + vaporeformage : l'électrolyseur fonctionne dès que son coût variable de fonctionnement (prix de l'électricité divisé par le rendement) est inférieur au coût variable de vaporeformage

Hypothèses clé - Demande d'hydrogène de 250 MW, 100 MW d'électrolyseur et 250 MW d'installation de vaporeformage. Le coût du projet inclut l'amortissement de l'installation de vaporeformage (à hauteur de 100 MW) nécessaire pour assurer le complément de l'électrolyse. La flexibilité du processus de vaporeformage (Pmin : 30%, gradient maximum : 0.5%/min) et de l'électrolyseur (passage de 0% à 100% en quelques secondes, à chaud) permet de piloter le système en fonction du prix de l'électricité, sans dégradation notable de rendement.

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant.

	Scénario Ampère	Scénario Volt
Facteur de charge électrolyseur	37%	28%
Emissions de CO_2	- 70 kt	- 9 kt
dont production par vaporeformage	- 88 kt	- 66 kt
dont système électrique[6]	+18 kt	+57 kt
Coût annuel de l'électrolyseur	21,7 M€/an	21,7M€/an
Coût de production de l'hydrogène électrolytique[7]	3,7€/kg	4,7€/kg
Valeur de l'électrolyseur à prix CO_2 ETS	20,0 M€/an (ETS = 108 €/tCO2)	11,4 M€/an (ETS = 30 €/tCO2)
Prix de la tonne de CO_2 évitée permettant d'assurer la rentabilité	130 €/t_{CO2}	200 €/t_{CO2}

Tableau 6. Résultats pour l'électrolyse industrielle dans un cas sans stockage

[5] Le coût variable de production de l'électrolyseur est égal au prix de l'électricité divisé par le rendement de l'électrolyseur.
[6] L'impact du projet sur les émissions de CO_2 est évalué avec une approche marginale (émissions liées à la demande d'électricité supplémentaire, à parc de production fixe). Une approche en contenu moyen de l'électricité donnerait un impact CO_2 bien inférieur.
[7] Ce coût prend en compte le coût fixe du SMR de 1.25€/kg nécessaire pour assurer la couverture de la demande d'hydrogène

Le fonctionnement de l'électrolyseur dès que son coût de production est inférieur à celui de l'installation de vaporeformage entraîne des émissions de CO_2 supplémentaires pour le système électrique européen, le point d'équilibre entre électrolyse et vaporeformage se trouvant vers 40 €/MWhe. Ces émissions sont toutefois compensées par la réduction de production par vaporeformage.

En termes de coûts, l'annuité d'investissement en électrolyseur (21,7 M€/an) est plus cher que les économies qu'il génère (11 à 20 M€/an en fonction du scénario) : même si l'électrolyse permet des économies de combustibles (gaz pour vaporeformage et CO_2 associé), elle n'évite pas les CAPEX associés au vaporeformage (remboursement du coût d'investissement initial). L'électrolyse n'est donc pas rentable à prix ETS du CO_2 (108 €/t_{CO2} pour Ampère et 30 €/t_{CO2} pour Volt) mais elle le devient à partir d'un prix de la tonne CO_2 évitée de 130 €/t_{CO2} ou 200 €/t_{CO2} pour respectivement Ampère et Volt.

2.3 Hydrogène mobilité : un prix de l'hydrogène décarboné à la pompe entre 5,8 et 7,2 €/kg pour Ampère et Volt

On considère ici le cas d'une ville avec 5 stations-services dont la consommation d'hydrogène est couverte par un électrolyseur installé proche des stations. L'import d'hydrogène décarboné produit par les électrolyseurs du cas industrie décarbonée (cf. §2.1) est également possible, avec un coût supplémentaire de 1 €/kg (transport de l'hydrogène par camion sur une distance d'environ 200km, source : [23]), le coût de compression étant déjà compté par ailleurs. Pour garantir que l'hydrogène soit décarboné, l'électrolyseur est contraint à ne fonctionner qu'aux heures de marginalité nucléaire ou EnR caractérisées par ailleurs par un coût marginal de l'électricité très bas (comme dans le cas industrie décarbonée).

Méthodologie d'analyse – Optimisation de la capacité de l'électrolyseur local situé à proximité (moins de 10 kilomètres) des stations-services par arbitrage avec la possibilité d'acheter de l'hydrogène décarboné produit (cas 2.1) de manière industrielle et centralisée avec stockage souterrain**.**

Hypothèses clé – Demande d'hydrogène de 1 t/j par station, correspondant à environ 130 pleins par jour de véhicules hydrogène d'autonomie 800km ; Capacité de stockage permettant de couvrir une journée de demande ; Coût de la station : 4 M€ (inclut compression et stockage), OPEX : 600 k€/an, Source : [9] ; Hydrogène décarboné à 2,7 €/kg pour Ampère ou 3,9 €/kg pour Volt avec un coût de transport de 1 €/kg (pas de coût de compression supplémentaire)

Les résultats pour ce cas sont présentés dans le tableau ci-dessous.

L'analyse effectuée montre que l'électrolyse pour la mobilité est très intéressante par rapport à une solution par vaporeformage dans le scénario Ampère et qu'elle le devient à partir d'un prix de la tonne de CO_2 évitée de 80 €/t_{CO2} pour le scénario Volt. Par ailleurs, cette configuration permet des économies de CO_2 de l'ordre de 16,5 kt/an pour les deux scénarios.

	Scénario Ampère	Scénario Volt
Capacité électrolyseur (pour une demande moyenne d'hydrogène de 7 MW)	8,1 MW	7,8 MW
Facteur de charge électrolyseur	35%	24%
Part de production locale	40%	26%
Part de production importée	60%	74%
Coût total [8]	5,8 €/kg	7,2 €/kg
Coût de production d'une solution par vaporeformage[9]	7,2 €/kg (ETS à 108 €/t)	6,8 €/kg (ETS à 32 €/t)
Prix de la tonne de CO_2 évitée permettant de rentabiliser l'installation d'électrolyse	rentable sans soutien complémentaire	80 €/t_{CO2}

Tableau 7. Résultats pour l'électrolyse pour la mobilité H_2 décarbonnée

2.4 L'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz nécessite un prix de la tonne de CO_2 évitée élevé pour rentabiliser l'investissement

On considère ici un cas où l'on installe un électrolyseur dédié à l'injection dans le réseau de gaz, nécessitant l'installation d'un poste d'injection en plus de l'électrolyseur. Comme pour le cas 2.1, l'électrolyseur ne fonctionne qu'aux heures de marginalité nucléaire ou EnR, l'hydrogène produit est donc entièrement décarboné.

Dans ce cas, chaque MWh d'hydrogène remplace un MWh de méthane, avec une valorisation bien inférieure à celle de l'hydrogène pour usage mobilité ou industriel. En effet, alors que, dans les cas précédents, 1 MWh d'hydrogène nécessitait 1,3 MWh de méthane ainsi que l'investissement dans des capacités de vaporeformage, l'hydrogène se substitue ici directement au gaz naturel. Par ailleurs, l'impact potentiel de l'injection de l'hydrogène dans le réseau (dégradation des réseaux, utilisation de l'hydrogène dans les installations de combustion) n'est pas pris en compte et sort du périmètre de cette étude.

[8] Inclus coût d'une station de 780 k€/an, et un coût variable de 0,5 €/kg.
[9] Intègre les coûts d'investissement de l'installation de vaporéformage, les coûts des combustibles et transport jusqu'aux stations (1 €/kg).

Méthodologie d'analyse – Optimisation de la production d'hydrogène injecté dans le réseau

Hypothèses clé – prix du gaz naturel de 30 €/MWh. Coût du poste d'injection : 150 €/kW H_2.

Les résultats pour ce cas sont présentés ci-dessous.

Pour 100MW H2 d'électrolyseur	Scénario Ampère
Facteur de charge électrolyseur	35%
Economies de CO_2 (par la réduction de l'utilisation de gaz carboné)	63 kt
Achat d'électricité	1.5 M€ /an
Vente de gaz	9.3 M€/an
OPEX annuel	5.8 M€/an
Coût d'investissement électrolyseur + poste d'injection	16 M€
Prix de la tonne de CO_2 évitée permettant de rentabiliser l'installation d'électrolyse pour l'injection (pour un TRI de 7%)	250 €/t_{CO2}

Tableau 8. Hypothèses et résultats pour l'électrolyse pour l'injection dans le réseau de gaz.

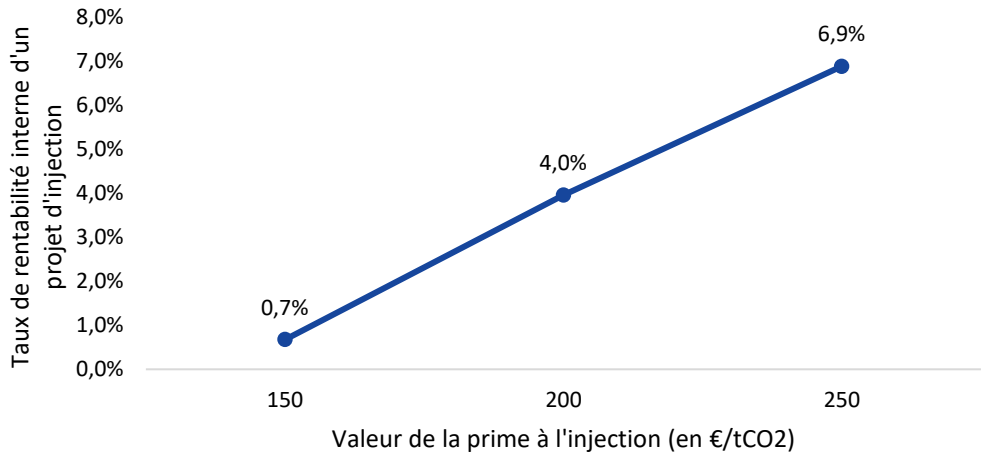


Figure 12. Taux de rentabilité interne d'un électrolyseur pour injection dans les réseaux gaz en fonction de la prime à l'injection – scénario Ampère

Les bénéfices annuels de l'électrolyse pour l'injection représentent environ 20 €/kW/an hors prime liée aux économies de CO_2 pour un coût d'investissement de l'ordre de 1600 €/kW en prenant en compte le poste d'injection. En prenant en compte la valorisation du CO_2 évité, une installation d'électrolyse pour l'injection est rentable à partir d'un prix du CO_2 évité de 250 €/t_{CO2} dans le scénario Ampère.

2.5 L'injection massive dans les réseaux de méthane de synthèse produit par méthanation de l'hydrogène : un modèle économique qui reste à étudier

Les résultats précédents montrent que la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pourrait permettre de décarboner une partie de la consommation des secteurs mobilité et industrie pour un coût de la tonne CO2 évitée compris entre 80 et 270 €/t.

Pour des objectifs plus ambitieux de décarbonation de la consommation gaz des secteurs mobilité, tertiaire, résidentiel et industrie, la méthanation (non étudiée dans la présente étude) pourrait être une solution pour injecter dans le réseau du gaz de synthèse au-delà des capacités d'injection admissible pour l'hydrogène. En effet, il est important de mentionner que la teneur limite d'hydrogène dans les réseaux de gaz fait l'objet d'investigations en cours, mais dans tous les cas, cette teneur sera probablement limitée à quelques pour-cents.

L'hydrogène produit par électrolyse de l'eau est alors converti en méthane par combinaison avec une source de carbone (généralement du CO2). Lorsque l'électricité a un faible contenu carbone, ou est d'origine renouvelable, ces attributs pourraient passer à l'hydrogène ainsi que, selon l'origine du CO2, au méthane produit. Et a contrario de l'hydrogène, il n'y a pas de limitation technique à l'injection de gaz de synthèse dans les réseaux gaz.

Ces gaz produits par « power-to-gas » (hydrogène ou méthane) peuvent ensuite être utilisés dans les différents secteurs (mobilité/transport, résidentiel/tertiaire, industrie) en substitution de sources d'énergie d'origine fossile pour les usages existants. Ils peuvent ainsi par exemple être intégrés dans la mobilité électrique à hydrogène ou la mobilité GNV (bas carbone et/ou bio-GNV), aux côtés de la mobilité électrique à batterie, pour décarboner l'ensemble des segments du transport (VL, véhicules utilitaires, poids lourds, bus, transport maritime ...).

Le méthane de synthèse produit à partir de la capture et de l'utilisation du carbone (CCU) se substitue au gaz naturel fossile en réduisant ainsi les émissions de gaz à effet de serre. Il permet ainsi la valorisation du CO2 récupéré sur des installations de production de biométhane ou offre une seconde vie au CO2 éventuellement fossile récupéré sur des installations industrielles. Le power-to-gas pourrait ainsi permettre une transition vers une décarbonation massive des usages de l'énergie s'appuyant sur les infrastructures (canalisations, stockage, etc.) et les compétences industrielles existantes.

Lorsque les gaz produits sont injectés dans un réseau aval existant (transport ou distribution), le power-to-gas offre la possibilité de transférer la production d'énergie décarbonée vers le système gazier. Le couplage entre les systèmes énergétiques pourrait également contribuer à optimiser les investissements entre les réseaux électriques et gaziers dans le cadre d'une transition bas carbone. L'optimisation économique reste à évaluer dans le cadre d'une étude plus globale intégrant les différents systèmes énergétiques.

Il permettrait, de plus, de convertir de l'énergie électrique décarbonée (nucléaire et renouvelable) en un point et de restituer l'énergie sous forme de gaz in situ ou en un autre lieu pour des usages avals

gaz. Ce gaz peut ensuite être transporté ou stocké dans les réseaux gaziers dont les capacités de stockage sont importantes (environ 130TWh).

Dans ce contexte, l'évaluation des économies et des services permis par le power-to-gas nécessiterait des études complémentaires, dont une modélisation détaillée des réseaux électriques et gaz français, d'autres scénarios des mix énergétiques avec de plus fortes capacités EnR & Nucléaire, qui sortent du cadre de cette présente étude. Ces études permettraient en outre d'évaluer et définir les modalités de mise en place de mécanismes de limitation du risque pour les investisseurs pour les cas dont la valeur pour la collectivité serait avérée.

3 En métropole, des besoins pour des solutions de flexibilités complémentaires

3.1 La valeur du stockage varie en fonction de sa taille et du scénario 2035 considéré

Les besoins de flexibilité journaliers et hebdomadaires variant en fonction du scénario considéré, la valeur du stockage centralisé diffère également selon ceux-ci. Dans cette section, la valeur du stockage est évaluée en fonction de sa durée de décharge, à la marge des scénarios du Bilan Prévisionnel.

Méthodologie d'analyse – Optimisation de la gestion d'un stockage d'électricité stationnaire à la marge du système électrique défini par les scénarios du Bilan Prévisionnel.

Hypothèses clé – rendement du stockage : 85%, durée de décharge variable. Des variantes ont également été réalisées avec des rendements et durées de décharge spécifiques aux principales technologies étudiées (stockage centralisé).

Technologie	CAPEX	OPEX annuel	Rendement	Durée de vie (années)
Batteries Li-ion	70-110 €/kW + 180-245 €/kWh	3,5-5 €/kW/an + 6-7,5 €/kWh/an	85%	15-20
CAES	530-810 €/kW + 17-42 €/kWh	14 €/kW/an	75%	30
STEP	720-1080 €/kW + 10-15 €/kWh	14 €/kW/an	80%	75

Tableau 9. Hypothèses de coût des technologies étudiées

Les résultats de valorisation du stockage centralisé pour l'arbitrage et la valeur capacitaire sont présentés sur le graphique ci-dessous.

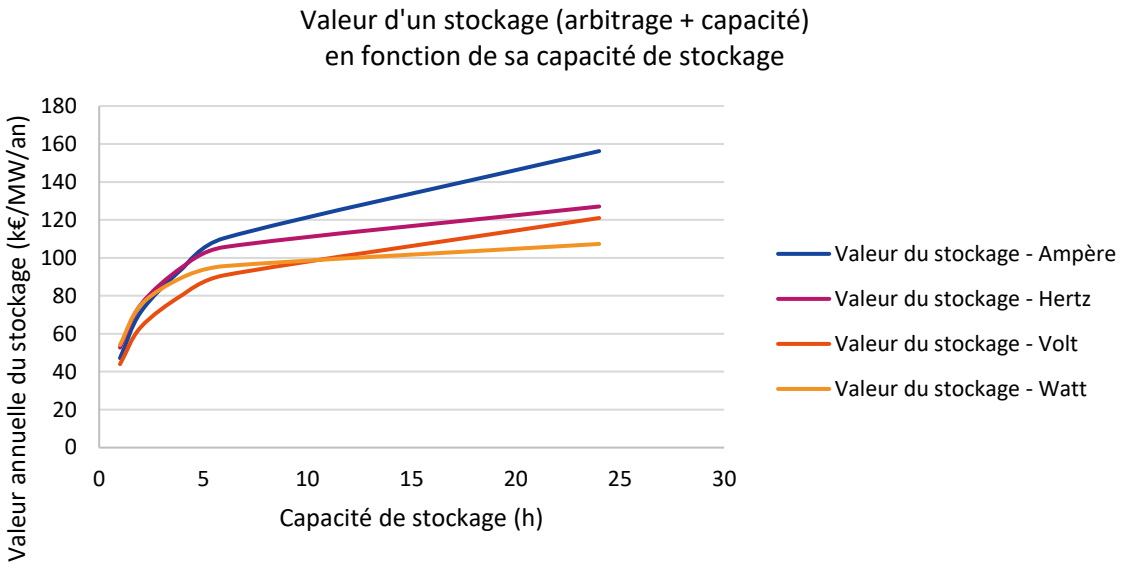


Figure 13. Valeur d'un stockage pour l'arbitrage et la capacité en fonction de sa durée de stockage (pour un rendement de 85%)

Les résultats présentés montrent (partie droite du graphique) que la valeur du stockage augmente fortement avec la durée de stockage pour le scénario Ampère et, dans une moindre mesure, pour le scénario Volt. Les capacités éoliennes élevées génèrent en effet de fortes variations de prix entre les heures avec et sans vent, en passant d'une marginalité nucléaire à une marginalité thermique (en France ou à l'étranger). Ces variations de prix ne peuvent être pleinement exploitées qu'avec une capacité de stockage importante (typiquement 24h). Le scénario Watt quant à lui possède une capacité éolienne équivalente au scénario Ampère, mais la flexibilité nécessaire est assurée par les centrales au gaz et le prix reste la plupart du temps en marginalité thermique.

On présente ci-dessous des résultats de valorisation et de coûts pour des projets spécifiques de batteries Li-ion (1h ou 2h de durée de décharge, 85% de rendement), CAES (6h, 75%) et STEPs (24h, 80%).

En €/kW/an	Coût annuel		Valeur du stockage (arbitrage + capacité)			
	Hypothèse basse	Hypothèse haute	Ampère	Hertz	Volt	Watt
Batterie li-ion (1h, 85%)	34	48	47	53	44	54
Batterie li-ion (2h, 85%)	58	80	72	75	64	75
CAES (6h, 75%)	65	100	99	94	80	83
STEP (24h, 80%)	81	115	154	124	120	102

Tableau 10. Coûts et valeur du stockage pour des technologies spécifiques

Les résultats obtenus montrent que les stockages à air comprimé (CAES, 6h, 75%) sont rentables sous l'hypothèse basse de coûts d'investissement et ne le sont pas sous l'hypothèse haute, quel que soit le scénario.

Les STEPs de longue durée (24h) sont rentables pour tous les scénarios pour l'hypothèse basse de coûts d'investissement. Dans le cas de coûts d'investissement plus élevés, les STEPs restent rentables sauf dans le scénario Watt dans lequel la valeur est plus faible que les coûts.

Enfin, sous une hypothèse basse de coûts, les batteries sont rentables pour tous les scénarios. Dans le cas d'une hypothèse haute de coûts des batteries, les batteries ne sont rentables que pour les scénarios Watt et Hertz. Dans ce cas, les batteries pourraient toutefois trouver une rentabilité en combinant leur valeur d'arbitrage et capacitaire à d'autres valeurs, par exemple ASI, autoconsommation ou réserve.

Ces valorisations sont obtenues pour des nombres de cycles et donc des volumes d'énergie déplacée variables en fonction des technologies. Les batteries d'une ou deux heures de durée de décharge fonctionnent environ 1 cycle par jour (respectivement 400GWh ou 800 GWh déplacés annuellement pour 1GW de stockage), les CAES 6h environ 3 cycles par semaine (900 GWh déplacés) et les STEPs 24h environ 1,3 cycles par semaine (1,6 TWh déplacés).

3.2 Les batteries dédiées à la réserve : un business case rentable pour la collectivité mais au gisement limité

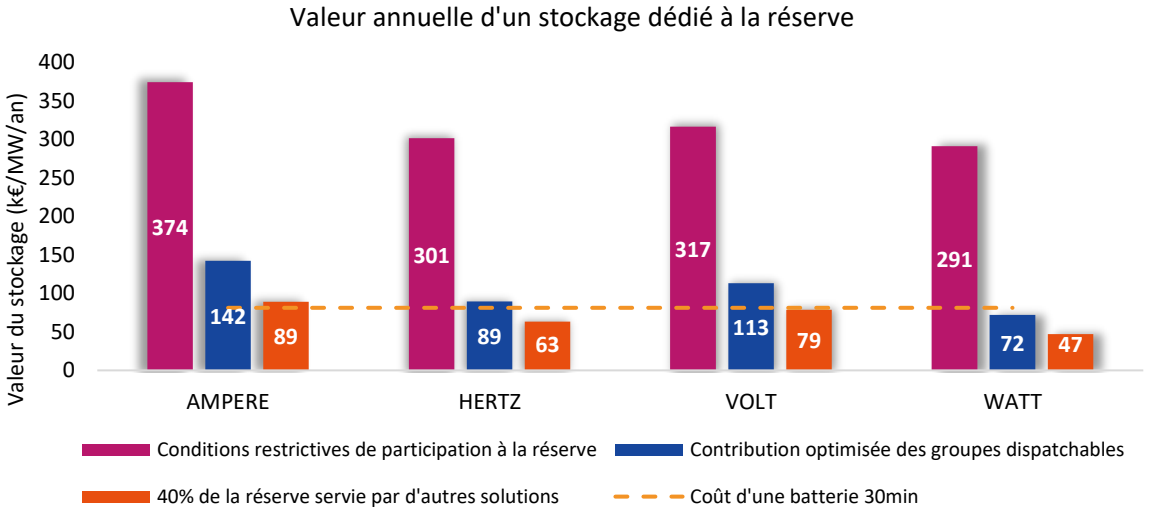
Un des cas d'utilisation des batteries déjà en place aujourd'hui en Allemagne est l'utilisation de batteries de faible durée de stockage pour la fourniture de réserve. En effet, cette source de flexibilité est particulièrement réactive et peut fournir de la réserve tournante primaire et secondaire, avec une capacité de stockage faible (typiquement de l'ordre de trente minutes).

La valeur d'une batterie dédiée à la réserve a été étudiée sur les quatre scénarios du Bilan Prévisionnel de RTE. Pour simplifier la modélisation, les réserves primaires et secondaires sont agrégées.

Méthodologie d'analyse – Optimisation de gestion du parc électrique français pour la production d'électricité et la fourniture de réserve – analyse de sensibilité sur les paramètres de la réserve

Hypothèses clé – CAPEX batterie (30min) : 272 €/kW, durée de vie : 20 ans, OPEX : 9 €/kW/an, coût réseau : 48 €/kW/an (source : PEPS1 – connexion en HTB1), 1,4 GW de besoin de réserve primaire et secondaire à la hausse en France, pas de partage ou d'échange de réserve avec les pays voisins. Gradient technique des groupes pilotables en pourcentage de la capacité démarrée : CCGT 2-4%/min, OCGT 12%/min.

Le graphique ci-dessous présente cette valeur pour plusieurs contextes, du plus favorable au moins favorable. Dans le cas « conditions restrictives de participation des groupes thermiques à la réserve », on considère que les groupes thermiques peuvent participer à la réserve jusqu'à 7% de leur capacité démarrée[10]. Etant donné la réduction globale de la capacité des groupes fonctionnant au charbon et au gaz, la filière nucléaire doit fournir une grande partie de la réserve, ce qui augmente fortement son prix par rapport à aujourd'hui[11]. Les batteries participant à la réserve ont alors des revenus très élevés.



[10] Depuis la délibération de la CRE du 1er décembre 2016, la réserve primaire est soumise au marché avec un appel d'offre hebdomadaire commun avec l'Allemagne, l'Autriche, les Pays-Bas et la Suisse. Un tel mécanisme n'existe pas encore pour la réserve secondaire. Le contexte simulé, qui ne modélise pas les échanges de réserve primaire avec les pays voisins et limite la contribution par centrale à 7% de la capacité démarrée, contraint plus fortement la fourniture de la réserve ; les prix évalués correspondent donc à une borne supérieure.

[11] Les centrales nucléaires peuvent être contraintes de réserver une partie de leur capacité pour fournir des services système, alors que les prix de marché convergent sur les coûts variables des centrales au gaz. Il y a alors un coût d'opportunité important (différence entre le prix de marché et le coût variable de la centrale fournissant la réserve).

Figure 14. Valeur d'une batterie de durée de stockage 30min pour la réserve

Dans le cas où la participation des groupes à la réserve est entièrement optimisée, en permettant à tous les groupes de participer à la réserve à hauteur de leur gradient technique[12], le coût de fourniture de réserve décroît. La valeur d'une batterie dédiée à la réserve reste supérieure à ses coûts pour trois des quatre scénarios étudiés.

Enfin, dans le cas d'une concurrence avec d'autres fournisseurs de réserve - effacements, véhicules électriques, électrolyseurs – la valeur marginale de la réserve diminue fortement. Pour illustrer cela, une variante avec une réduction du besoin de réserve de 40% a été simulée ; la valeur d'une batterie dédiée à la réserve diminue alors de 30 à 40%, rendant le projet déficitaire pour trois scénarios sur quatre.

L'analyse de ces différentes situations mène à des conclusions similaires à celle de l'étude REI [14] : les batteries à faible durée de décharge sont très intéressantes pour répondre aux besoins de réserve, mais le marché reste de profondeur limitée et peut être rapidement saturé par des filières concurrentes à bas coût (pilotage de la demande, centrales conventionnelles flexibles).

3.3 Les capacités de stockage en back-up dans les sites tertiaires et industriels peuvent fournir des services de flexibilité à moindre coût

Dans les grands sites tertiaires comme les centres de données, la résilience du système électrique est clé. Une pratique usuelle pour garantir l'alimentation en électricité consiste à d'une part dupliquer la connexion au réseau et d'autre part, installer des systèmes de back-up pour prendre la main lorsqu'un incident réseau se produit. Des groupes électrogènes répondent en général à ces besoins mais nécessitent l'installation de batteries pour assurer l'alimentation pendant le démarrage des groupes. Dans ce cadre, la solution aujourd'hui est souvent d'installer des batteries d'une capacité permettant de couvrir jusqu'à quinze minutes de consommation. Ce service d'alimentation sans interruption (ASI ou UPS en anglais) est aujourd'hui rempli dans la majorité des cas par des batteries au plomb, bien adaptées à cet usage de par leur faible coût et le fait qu'elles n'ont besoin de cycler que pour des tests de fonctionnement ou lorsqu'il y a un incident (une batterie au plomb peut cycler entre 200 et 1000 fois durant sa durée de vie). Il est alors possible de les remplacer par des batteries permettant de cycler plus souvent (par exemple une batterie Lithium-ion peut fournir entre 4000 et 7000 cycles) pour réaliser des arbitrages sur le marché électrique, participer à la production à la pointe tout en répondant au besoin ASI (la capacité d'énergie nécessaire pour le service ASI est conservée en permanence par la batterie). Le site disposant déjà d'une connexion réseau doublée, aucun coût réseau supplémentaire n'a été comptabilisé.

[12] Cette approche simule un marché parfait pour lequel chaque actif peut optimiser sa production et sa fourniture de réserve en fonction de ses coûts et capacités techniques.

Ce cas d'étude modélise un site tertiaire avec une demande d'électricité constante dont une partie pour des usages « froid ». Dans le cas de référence, le service ASI est assuré par des groupes électrogènes (4 MW) et des batteries plomb (4 MW-1 MWh). Plusieurs configurations de remplacement sont étudiées.

Méthodologie d'analyse – Optimisation économique de la gestion de la capacité de stockage supplémentaire, tout en garantissant à tout instant 15 min de capacité de décharge

Hypothèses clé – Demande électrique constante, Groupe électrogène de 4 MW, batterie au plomb de 4 MW/1 MWh comparée à des batteries au li-ion de respectivement 4 MW/5 MWh et 4 MW/9 MWh. Coûts des batteries ci-dessous.

	CAPEX	OPEX	Durée de vie
Batterie plomb	167,5€/kW 76€/kWh	5 €/kW/an 7,5€/kWh/an	10 ans
Batterie li-ion	110 €/kW 245 €/kWh	5 €/kW/an 7,5 €/kWh/an	18 ans

Tableau 11. Coûts des batteries ASI pour le cas datacenter.

Les résultats sont présentés ci-dessous.

En €/kW/an	Coût annuels (CAPEX + OPEX)	Surcoût par rapport au cas de référence	Gain supplémentaire en arbitrage et capacité			
			Ampère	Hertz	Volt	Watt
Cas batterie plomb 15min	33	-	-	-	-	-
Cas Li-Ion 1h15min	55	23	47	53	44	54
Cas Li-Ion 2h15min	88	55	72	75	64	75

Tableau 12. Coûts annuels et valeur d'un stockage pour un usage ASI et d'arbitrage/capacité (le cas échéant) sur site tertiaire

Les résultats ci-dessus montrent qu'il est plus économique d'installer une batterie au lithium de 1h15 ou de 2h15 qu'une batterie au plomb de 15 min. En effet, la valeur d'arbitrage et capacitaire apportée par la capacité de stockage supplémentaire d'une ou deux heures, compense le surcoût d'investissement par rapport à une batterie plomb. La puissance étant appelée pour le service ASI peu fréquemment dans l'année, elle ne dégrade pas la valeur calculée dans le cas de référence présentée en section 3.1. Par ailleurs, d'autres gains pourraient être envisagés, notamment celui d'espace lié à la compacité des batteries Li-ion ; ces aspects n'ont pas été étudiés.

Le gisement des batteries pour le service ASI représente environ 6 GW de capacité en France, pour des batteries de plus de 200 kW (source : [3]).

Un système de stockage à air liquide (LAES) avec une capacité de stockage de 10 h est également étudié. On suppose qu'il garde en permanence une capacité de 4 h de stockage, ce qui lui laisse 6 h de stockage supplémentaire pour réaliser des arbitrages économiques. Les économies de back-up diesel sont supposées à hauteur de 50% de la capacité LAES installée. Par ailleurs, une intégration du système avec les usages « froid » permet de réutiliser les pertes thermiques et améliore le rendement total du système.[13] Les résultats de ce cas d'étude sont présentés ci-dessous. Une expérimentation est cependant nécessaire pour mieux évaluer les économies potentielles liées à l'intégration avec les usages « froid », ainsi que le back-up diesel évité.

En €/kW/an	Utilisation d'un système LAES de 4MW-40MWh
Coût d'investissement annualisé	570
Economie de groupe diesel	160
Economie de groupe froid	25
Revenus d'arbitrage et capacitaire	320-400
Bilan	**-60 à +20**

Tableau 13. Bilan économique pour l'utilisation d'un système de LAES

3.4 Le stockage pour l'autoconsommation : un modèle d'affaire qui dépend fortement des évolutions règlementaires

La règlementation thermique 2020, dont les règles sont en cours de discussion, pourrait permettre d'installer des capacités de production locales pour compenser une consommation en énergie primaire supérieure au seuil de 20 kWh/m^2/an[14]. Dans ce cadre, le consommateur disposerait d'une production locale qu'il pourrait soit injecter sur le réseau en revendant l'électricité au prix de marché, soit consommer directement, évitant ainsi de payer une partie des taxes et du TURPE. A titre d'illustration, la composante énergie (c'est-à-dire proportionnelle à la quantité de kWh achetés via le réseau) des taxes et tarifs est formée actuellement des éléments ci-dessous, avec un total de l'ordre de 100 €/MWh. Cette valeur, et donc le bénéfice pour un consommateur à autoconsommer, est cependant très dépendante des évolutions règlementaires et notamment de la structure du TURPE et des régimes futurs en matière de taxes appliqués à l'autoconsommation.

[13] Les pertes thermiques de froid à la liquéfaction (7,5%), à la détente (7,5%), ainsi que pour le boil-off (3%/j) sont récupérées pour les usages « froid » du data center. Le rendement total équivalent est de l'ordre de 75%.

[14] Cette consommation est calculée sur les usages chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation et éclairage. Le seuil de 20 kWh EP/m2/an correspond au niveau « Energie 3 » d'amélioration de la RT 2012, défini par le gouvernement en anticipation de la RT 2020 pour les constructeurs – voir [24]. Les dispositions les plus récentes concernant la RT 2020 n'ont pas été prises en compte dans cette étude.

Composante des économies	Valeur (€/MWh)	Source
Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), part variable	36,7	Valeur Ci BT< 36 kVA Enedis 1er aout 2017
Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	22,5 €/MWh	Valeur 2018
Coût et marge de commercialisation	14,6 €/MWh	Analyse CRE 2017 sur TRV EDF
Taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE)	9,6 €/MWh	Valeur TCFE BT<36 kVA
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA)	16,7 €/MWh	20% des catégories ci-dessus

Tableau 14. Décomposition des bénéfices de l'autoconsommation pour un consommateur (versus injection des surplus PV sur le réseau)

Au-delà de ces économies, certains consommateurs accordent une valeur complémentaire à l'autoconsommation, que ce soit pour des raisons de volonté d'autonomie énergétique ou de sécurisation de leur approvisionnement électrique (cas des consommateurs japonais)[15].

Dans ce cas d'étude, on évalue les opportunités d'autoconsommation pour un nouveau bâtiment contenant 10 appartements de 65 m² bien isolés et souhaitant respecter la RT2020. Deux cas sont considérés pour leur approvisionnement énergétique. Dans le premier cas, leur consommation de chaleur et d'eau-chaude est satisfaite par un réseau de chaleur urbain (RCU), sa consommation électrique correspondant donc à la climatisation et aux usages spécifiques d'électricité (éclairage, électroménager). Dans le second cas, le consommateur est chauffé par une pompe à chaleur et un ballon d'eau chaude électrique.

L'immeuble au chauffage urbain consomme l'équivalent de 20 kWh d'électricité par m² par an ; l'immeuble équipé de PAC consomme l'équivalent de 43 kWh par m² par an d'électricité, dont 10 kWh de chauffage et 13 kWh d'eau chaude sanitaire. Ces chiffres sont exprimés en énergie finale. Pour atteindre un objectif de 20 kWh par m² par an en énergie primaire, il est nécessaire pour le premier consommateur d'installer 230 Watts de panneaux photovoltaïques par appartement. Pour le second consommateur, une installation de 1 040 Watts est nécessaire.

L'analyse menée évalue sous quelles conditions (tarifaires et appétence du client à autoconsommer) le stockage d'électricité devient intéressant pour cet ensemble de consommateurs en faisant varier la différence entre prix d'achat de l'électricité et prix de vente du surplus PV sur le réseau. L'impact de ces projets pour la collectivité n'est pas étudié.

[15] Cette perception a été mesurée dans le cadre d'une étude réalisée par le Fraunhofer pour des consommateurs allemands ayant installé des capacités de stockage pour l'autoconsommation (avec PV+batteries). Le surcoût de la solution d'autoconsommation revient à environ 300 €/MWh, signifiant que ces consommateurs étaient prêts à payer 300 €/MWh de plus pour autoconsommer ([11], [12]).

Méthodologie d'analyse – Optimisation de la capacité d'une batterie 2 h, du point de vue du consommateur, en fonction de la différence entre prix d'achat et prix de vente.

Hypothèses clé – Prix de marché issus de la simulation du cas France, Part énergie des CAPEX du stockage augmentée à 310 €/kWh pour prendre en compte la petite taille des systèmes. Profils de consommation issus de l'open-data d'Enedis. Contenu en énergie primaire du RCU : 0,35, Contenu en énergie primaire de l'électricité : 2,58, Rendement des technologies - PAC : COP de 2,8 - Chaudière et chauffe-eau chauffage urbain : 0,7

Dans le cas de consommateurs connectés à un RCU, la puissance de panneau photovoltaïque nécessaire pour respecter la contrainte de la RT2020 est très faible. Dans ce contexte, les surplus d'électricités sont trop faibles pour qu'il soit intéressant d'installer un stockage d'électricité pour les récupérer (taux d'autoconsommation obtenu : 98%).

Dans le cas de consommateurs dont l'ensemble des consommations sont assurées par l'électricité, la capacité de panneaux solaires photovoltaïques pour respecter la RT2020 est bien supérieure. En effet, le contenu en énergie primaire de l'électricité est bien supérieur à celui de la chaleur sur RCU, menant à une capacité PV supérieure et à une autoconsommation de l'ordre de 54% sans stockage. Dans le cadre d'une différence entre prix d'achat et de vente de l'électricité maintenue autour de 100-150 €/MWh, le stockage pourrait trouver sa rentabilité d'un point de vue du consommateur (ou du promoteur de projet) en captant les surplus de PV installés pour la RT2020. Il est cependant à noter que l'évaluation de l'intérêt économique de l'autoconsommation d'un point de vue sociétal sort du cadre de cette étude. Ces résultats ne préjugent donc pas de l'intérêt pour la société de maintenir ces niveaux de rémunération de l'autoconsommation.

Différence entre achat et vente	100 €/MWh	150 €/MWh	200 €/MWh
Taux d'autoconsommation sans stockage	57%	57%	57%
Batterie installée (en kW, 2h de stockage)	0	1,3	3,6
Taux d'autoconsommation avec stockage	-	64%	74%
Bilan financier par rapport à un cas sans stockage	-	70 €/an	130 €/an

Tableau 15. Dimensionnement de la batterie en fonction de la différence achat/vente dans le cas autoconsommation

Ainsi, selon la règlementation et la propension du consommateur à autoconsommer, les batteries pour autoconsommation pourraient apparaître dans le cadre de la nouvelle règlementation thermique 2020.

3.5 Le Vehicle-to-Grid : une source de flexibilité importante

Le développement du parc de véhicules électriques génère également de nouvelles opportunités de flexibilité. Au-delà du pilotage intelligent de la demande, la réinjection d'électricité sur le réseau à partir des batteries des véhicules électriques (vehicle to grid) peut permettre de fournir de l'électricité à la pointe ou de réaliser des arbitrages lorsque la différence de prix est élevée.

Plusieurs grands constructeurs de véhicules électriques prévoient sous 5 à 10 ans de remplacer le redresseur interne (AC-->DC) de la voiture par un onduleur-redresseur pour permettre le V2G sans augmenter le coût de cette partie conversion. Le coût du vehicle-to-grid est donc limité à l'usure de la batterie.

Méthodologie d'analyse – Optimisation de l'activation du vehicle-to-grid pour un parc de 100 000 véhicules.

Hypothèses clé – Statistiques d'heures d'arrivée et de départ des véhicules basées sur [13]. Seule la charge au domicile est étudiée ici. Coût d'activation du V2G : 58€ par MWh cyclé (coût de la batterie divisé par le nombre moyen de cycles pour un usage VE). 3kW/35kWh de stockage pour les véhicules électriques, 3 kW/16 kWh pour les véhicules hybrides. Profondeur de décharge pour V2G limitée à 1/3 de la capacité de stockage

Les résultats de l'analyse sont présentés dans le tableau ci-dessous. Le nombre de cycles reste limité (seuls les cycles avec un écart de prix supérieur à 60 €/MWh sont activés). La valeur capacitaire est également présentée avec l'hypothèse que 20% des véhicules peuvent être disponibles aux heures de pointe annuelle, avec le niveau de certitude suffisant. Une expérimentation serait nécessaire pour estimer plus précisément cette valeur.

	Scénario Ampère	Scénario Hertz	Scénario Volt	Scénario Watt
Gain lié aux arbitrages (M€/an)	1,6	0,5	0,8	0,5
Usure des batteries (M€/an)	1,3	0,4	0,7	0,4
Gain supplémentaire si 20% des véhicules peuvent participer à la pointe (M€/an)	2,5	3,7	2,5	3,7
Gain net par véhicule (€/an)	28	38	26	38
Nombre de cycles par an	30	10	15	10

Tableau 16. Valorisation d'un parc de 100 000 véhicules avec V2G

La participation des véhicules électriques à la fourniture de services système serait également fortement rentable (pour les mêmes raisons que celles mentionnées dans le §3.2). La profondeur de marché restant très limitée, l'analyse spécifique de ce cas d'usage n'a pas été menée.

Le parc de véhicules électriques à horizon 2035 varie de 5,5 à 16 millions de véhicules selon le scénario du Bilan Prévisionnel, représentant une capacité totale de 17 à 50 GW.

3.6 Les batteries de seconde vie représentent un gisement supplémentaire de flexibilité, mais leur coût reste incertain

De même, la récupération des batteries de véhicules électriques arrivées en fin de vie, appelées batteries de seconde vie, pourrait fournir une source de flexibilité supplémentaire. En effet, les contraintes d'utilisation des batteries au sein des véhicules électriques sont très fortes (state-of-health minimum de 80%, avec une tendance à revoir cette contrainte à la baisse vers 60%), ce qui limite leur utilisation à une dizaine d'années (ou 2000-3000 cycles). Après cette durée, les batteries restent cependant tout à fait aptes, après reconditionnement, à rendre des services en usage stationnaire, pour une durée de vie de 2000 à 3000 cycles supplémentaires.

Le coût de reconditionnement est évalué à 40-65 €/MWh (versus 170 €/MWh pour une batterie neuve), auquel il faut rajouter le coût du convertisseur, du transformateur, de la protection, des auxiliaires et de l'installation (le coût du pack ne représente que 50% du coût total du projet de stockage stationnaire). Au total, à horizon 2035, cela représente une économie d'environ 15% seulement comparativement à une batterie neuve. Ces chiffres restent cependant très incertains, la filière batterie de seconde vie étant encore très peu mature.

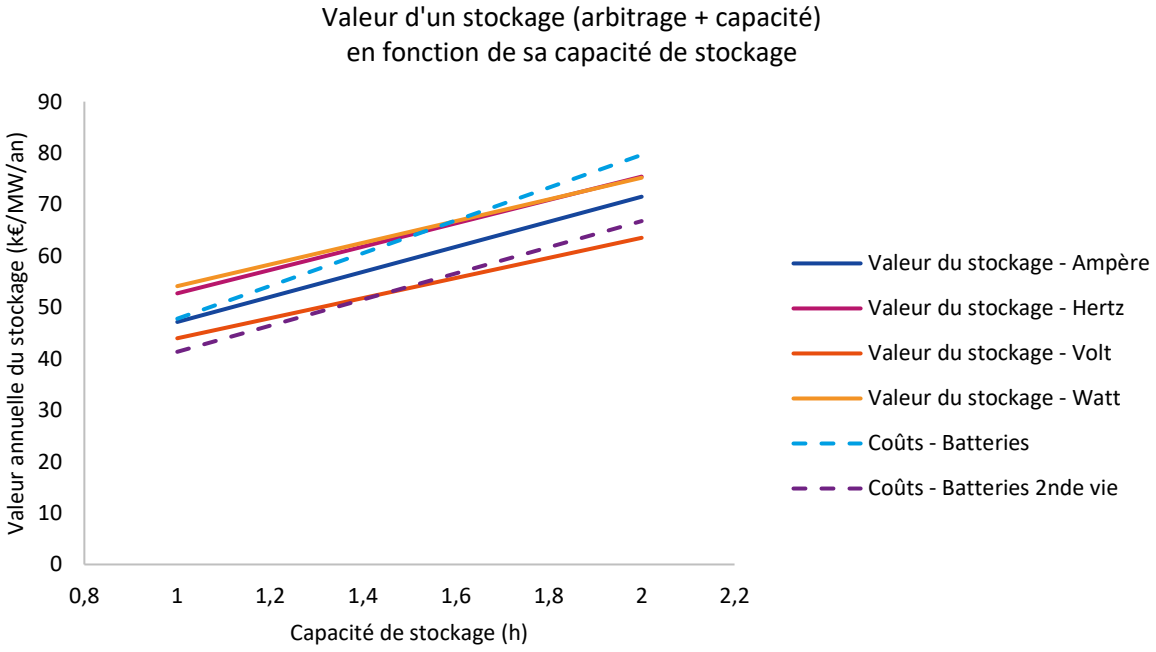


Figure 15. Coût (hypothèse haute) et valeur d'arbitrage et capacitaire des batteries de faible durée de stockage

Dans ces conditions, la baisse de 15% des coûts totaux pourrait permettre aux batteries de seconde vie d'être rentables pour un usage de stockage stationnaire. En fonction du scénario, entre 3 et 8

millions de véhicules électriques pourraient être présents en 2030, ce qui pourrait représenter un gisement de 10 à 25 GW (soit entre 20 et 50 GWh) de batteries de seconde vie en 2035.

3.7 Un mix optimal de solutions de flexibilité qui combine stockage et électrolyse

Cette analyse combine l'ensemble des cas d'étude précédents et a pour objectif de déterminer le mix optimal d'un portefeuille de solutions de flexibilité, à la marge du scénario Ampère. En particulier, les cas d'étude les plus rentables sont modélisés : électrolyse avec stockage souterrain de l'hydrogène in-situ (pour utilisation locale pour un consommateur industriel, cf. §2.1), batteries Lithium-Ion d'une heure ou deux heures pour usage stationnaire ou en remplacement de batteries Plomb pour usage ASI (cf. §3.3), CAES et STEP[16] (cf. §3.1). Plusieurs variantes sur la projection des coûts des batteries ont été réalisées. L'optimisation des capacités est réalisée conjointement avec la simulation de la gestion de l'ensemble des flexibilités, de façon à capter les effets concurrentiels ou collaboratifs.[17]

Méthodologie d'analyse – Optimisation économique de la capacité d'un portefeuille de solutions de stockage et d'électrolyse à la marge du scénario Ampère.

Hypothèses clé – Prix ETS du CO_2 à 108 €/t_{CO2}. Paramètres techniques et économiques des différents cas d'étude présentés dans les paragraphes précédents. Valeur capacitaire de 40 €/kW pour les 2 premiers GW de capacité, 20 €/kW pour les suivants (la capacité d'effacement est issue du scénario Ampère, la courbe de coût est basée sur les gisements d'effacement de l'étude [15]).

Par ailleurs, les résultats ci-dessous se basent sur les hypothèses suivantes :

- **Analyse à la marge du scénario Ampère.** L'objet de l'étude n'est pas de définir des nouveaux scénarios de mix énergétiques. L'analyse de l'intérêt du stockage et du power-to-gas est effectuée à la marge du scénario Ampère du Bilan Prévisionnel, à partir d'une situation sans stockage autres que ceux installés aujourd'hui. En particulier, les résultats de capacités installées de power-to-gas sont fortement liés aux hypothèses de capacité de production et de demande électrique. Dans l'hypothèse d'un déploiement massif de différentes technologies, notamment du power-to-gas en vue d'une décarbonation des secteurs industrie, mobilité et

[16] Comme pour l'étude PEPS1, le premier GW de capacité STEP est supposé bénéficier d'un réservoir inférieur préexistant, l'hypothèse basse de la fourchette de coût a donc été utilisée. Au-delà de ce premier GW, la valeur haute a été retenue. Pour les CAES, la valeur médiane de 81 €/kW/an est retenue, pour un stockage de 6 h. Les hypothèses de coût et valorisation pour l'électrolyse sont celles décrites dans le §2.1.

[17] Contrairement au cas étudié en §2.1, aucune contrainte n'est ajoutée ici pour le pilotage de l'électrolyseur. Celui-ci est donc piloté de façon purement économique. Le prix CO_2 élevé pour le marché ETS conduit cependant à limiter l'utilisation de l'électrolyseur aux heures de marginalité nucléaire ou EnR.

chauffage (résidentiel/tertiaire), l'étude de scénarios spécifiques serait nécessaire, avec un mix électrique adapté aux nouvelles hypothèses de consommation électrique[18].

- **Vehicle-to-grid et batteries de seconde vie.** Les cas d'étude vehicle-to-grid et batteries de seconde vie n'ont pas été inclus dans cette analyse, par manque de retour d'expérience sur les coûts et contraintes associés. Le scénario Ampère considère un volume de véhicules électriques de 16 millions. Dans l'hypothèse d'un développement du V2G, les capacités de flexibilité associées (cf §3.5) pourraient cannibaliser fortement la valeur pour les autres leviers de stockage, notamment pour les stockages de courte durée (quelques heures de décharge).
- **Utilisation de batteries stationnaires pour d'autres usages.** D'autres types de batteries stationnaires pourraient se développer pour des besoins finaux (par exemple batteries chez les autoconsommateurs, cf §3.4) et pourraient bénéficier des mêmes logiques de développement que le cas des batteries ASI (surdimensionnement à la marge). Les analyses considèrent ici un gisement de 6 GW de batteries dont le coût est partiellement compensé par la fourniture de services locaux (ASI dans ce cas). Ce gisement pourrait augmenter ou diminuer en fonction du développement de stockage local. Par ailleurs, en fonction des choix d'aménagement réseau, le déploiement du véhicule électrique peut s'accompagner du développement de batterie stationnaire pour faciliter le rechargement rapide. Cette ressource en stockage supplémentaire pourrait également représenter une ressource pour l'arbitrage.

3.7.1 Gisement économique dans le cas d'une baisse limitée des coûts des batteries

Ce premier cas utilise les hypothèses hautes pour les projections de coût des batteries Li-ion (cf 3.1). Les résultats de l'optimisation de capacité sont présentés dans le tableau ci-dessous. Une capacité de 3,4 GW_e de power-to-gas (électrolyse et stockage H_2) est jugée bénéfique pour remplacer de l'hydrogène produit par vaporeformage. Le système d'électrolyse et stockage d'hydrogène permet alors de produire 180 kt de H_2 sur l'année (soit 20% de la demande actuelle d'hydrogène) et d'éviter l'émission de 1,6 Mt de CO_2. L'intégralité du gisement de batteries pour usage ASI est remplacée par des batteries Li-ion 1h (qui sont préférées aux batteries 2h) et 1 GW de STEP est installé. Aucune capacité de CAES n'est installée.

Technologie	Capacité installée (GW)
Batterie Li-Ion (1 h, 85%)	6 GWe
CAES (6 h, 75%)	-
STEP (24 h, 80%)	1 GWe
Electrolyse	3,4 GWe

[18] Une réoptimisation en profondeur de l'ensemble du mix de production, à la différence d'un raisonnement marginal, est donc de nature à modifier la taille des gisements obtenus.

Tableau 17. Capacité installée des solutions de flexibilité pour le mix optimal – scénario Ampère

La figure ci-dessous illustre les coûts et économies résultants de l'optimisation de capacité. Les 3 technologies choisies totalisent un coût d'investissement annuel de 860 M€. En contrepartie, le portefeuille de solutions flexibles génère une économie annuelle de 1040 M€. Le total est une **économie nette annuelle de près de 200 M€**. Les émissions de CO_2 évitées représentent 2 Mt/an.

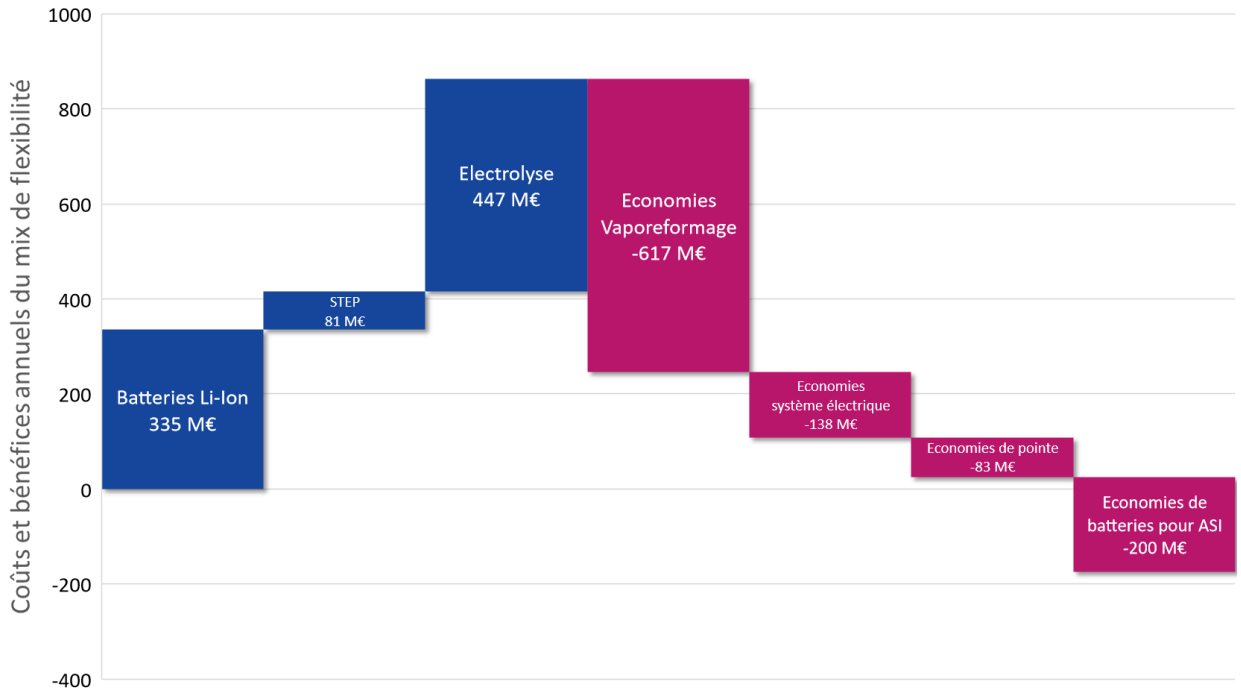


Figure 16. Coûts et économies annuels induits dans le mix optimal de solutions de flexibilité

Enfin, la figure ci-dessous illustre l'impact des solutions de flexibilité sur les productions électriques en France et dans le reste de l'Europe. Les flexibilités permettent de répondre au 11 TWh de demande électrique supplémentaire, sans augmenter la production thermique à flamme émettrice de CO_2 (gaz, charbon, lignite).

Figure 17. Impact sur les productions électriques du mix de solutions de flexibilité – scénario Ampère. Le bilan de +11TWh correspond à la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène

3.7.2 Analyses de sensibilité

L'évolution des coûts des technologies batterie étant très incertaine, des analyses de sensibilité ont été menées pour deux autres hypothèses de projection des coûts des batteries Li-ion : 70€/kW + 180 €/kWh et 70€/kW + 100€/kWh. La première valeur correspond à l'hypothèse basse des projections à horizon 2035 (cf §1.4). La seconde valeur est une analyse de sensibilité dans le cas d'une rupture technologique, pour évaluer le gisement potentiel si une rupture technologique porte les coûts à ce niveau. Par ailleurs, pour chacune de ces variantes, une analyse de sensibilité est réalisée dans le contexte pessimiste où le gisement technique de 6 GW pour usage ASI ne peut être adressé.

Les résultats, présentés dans le tableau ci-dessous, montrent notamment que l'hypothèse basse de projections de coûts des batteries Li-ion reste encore trop élevée pour un déploiement massif dédié à la fourniture de services d'arbitrage et de capacité. Pour un scénario de rupture technologie (70€/kW + 100€/kWh), un déploiement de 6 à 8,5 GW est possible, avec un intérêt plus marqué pour des batteries de 2h. Dans tous les cas, les stockages de durée importantes (STEP 24h et électrolyse) sont peu affectés par un tel déploiement.

Variante	Hypothèses		Résultats : Mix de flexibilite (en GWe)					
	Coût des batteries	Gisement ASI (en GWe)	Batterie pour ASI	Batterie 1h	Batterie 2h	CAES 6h	STEP 24h	Electrolyse
1	Basse	**-**	-	-	1,1	0,5	1,8	3,1
2	Basse	**6**	6	-	-	-	1	3,4
3	Rupture	**-**	-	0,5	5,3	-	1	3,2
4	Rupture	**6**	6	-	2,5	-	1	3,2

Tableau 18. Hypothèses et capacités installées pour les différentes variantes étudiées – scénario Ampère

4 Un potentiel important à l'export et pour les systèmes isolés

4.1 Sites isolés : une solution batterie + PV plus économique que PV + groupes électrogènes

On considère ici le cas d'un site isolé regroupant une vingtaine de maisons, qui s'approvisionnent en électricité avec des panneaux photovoltaïques pendant la journée et des groupes électrogènes (dimensionnés pour passer la pointe de consommation) du début de soirée au matin. Les sites de ce type étant très éloignés des systèmes de distribution classiques (par exemple des villages isolés à La Réunion ou en montagne), le coût du fioul est généralement très cher.

L'analyse menée dans ce cadre vise à mesurer l'impact du stockage couplé au PV pour limiter l'utilisation du groupe électrogène.

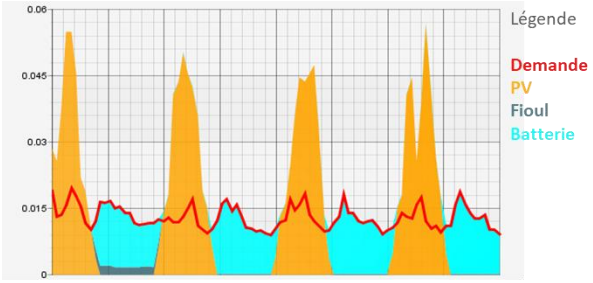
Méthodologie d'analyse – Optimisation économique des capacités de PV et de stockage pour couvrir la demande. Les groupes électrogènes sont supposés maintenus indépendamment des investissements en batterie.

Hypothèses clé – Demande annuelle de 112 MWh, coût du fioul de 250 €/MWh, 3 fois plus élevé que la valeur du New Policies scénario de l'AIE pour 2030, coût du CO2 de 29,4€/t. Le coût de production des groupes électrogènes (hors cout d'investissement) est donc d'environ 650€/MWhe.

Technologie	Taux de charge (h)	CAPEX (€/kW)	OPEX (€/kW/an)	Durée de vie (années)	Rendement du stockage
PV	1500	650	15	25	-
Batterie li-ion 2h	Optimisé	110 €/kW 310 €/kWh	5 €/kW/an 7,5 €/kWh/an	18	85%

Les résultats montrent que l'utilisation d'une batterie de capacité suffisante pour couvrir la nuit (soit stockage de 105 kW et 210 kWh permettant de couvrir environ 16h de consommation), combinée à un supplément de capacités PV (95kW soit +75% par rapport à 57 kW dans le cas de référence) permet des économies de fioul très importantes. Le groupe électrogène, utilisé alors comme groupe de secours, fonctionne uniquement quelques dizaines d'heures dans l'année pour couvrir les journées les moins ensoleillées.

En k€/an	Cas PV + groupe électrogène	Cas PV + batterie + groupe de secours
Coûts fixes PV	4	7
Coûts fixes Stockage	-	10
Consommation de fioul	43	1
Coût total	47	18



Courbe de production cumulée pour quelques jours dans le cas PV + batterie

Figure 18. Bilan financier pour le système isolé avec et sans batterie (à gauche), et courbe de production cumulée pour le cas avec batterie (à droite)

Les coûts d'investissement supplémentaires en PV et batterie (environ 13 k€/an) par rapport à la situation de référence permettent d'économiser annuellement 42 k€ de coût de combustible. L'investissement réalisé se rentabilise en environ 3 ans.

L'installation de batteries selon ces modalités reste intéressante même pour des valeurs plus faibles de coût du fioul. En effet, le système PV + batterie + groupe de secours reste plus intéressant qu'un système PV + groupe électrogène tant que le prix du fioul est supérieur à 85€/MWhPCI. Cela correspondrait à un cas sans surcoût de transport pour acheminer le fioul sur les sites isolés.

4.2 Cas des Zones Non Interconnectées

L'évaluation de la valeur du stockage en Zone Non Interconnectée (ZNI) a été réalisée sur la base d'un système électrique largement inspiré de l'île de la Réunion. Le scénario de référence correspond aux prévisions de la PPE de ce territoire à l'horizon 2023. Une variante plus ambitieuse en termes de développement EnR intermittent a également été modélisée, correspondant au scénario « Ademe tendanciel » à l'horizon 2023 (voir section 4.2.3).

La demande annuelle et le parc de production du scénario de référence sont issus de la PPE. Les profils de production horaires et taux de charges annuels pour les filières éolienne, photovoltaïque et hydraulique ont été déterminés à partir des historiques de production disponibles sur l'interface Open data de EDF SEI. Les hypothèses de coûts de combustible correspondent à celles du scénario 'New Policies' de l'AIE, augmentées d'un facteur 2 pour tenir compte du coût d'acheminement supplémentaire en ZNI. Les hypothèses de coût du stockage à considérer sur ces territoires peuvent différer de celle de la métropole continentale. Une estimation affinée de ceux-ci lorsque plusieurs projets auront été menés à bien pourrait dès lors s'avérer intéressante.

La figure ci-dessous donne le mix électrique annuel résultant des simulations pour le scénario de référence PPE 2023. Sur la Figure 20 on peut constater que les centrales à charbon et diésel tournent en base et semi-base pour couvrir la demande nette des EnR variables (principalement solaire photovoltaïque), l'hydro-électricité assurant une flexibilité journalière.

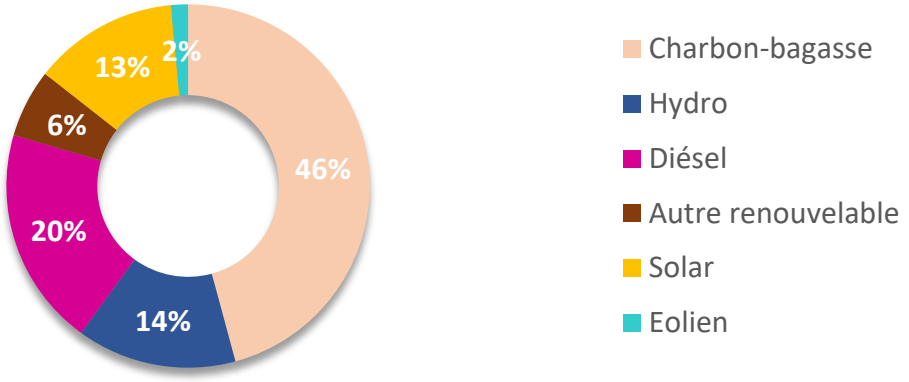


Figure 19 : Mix de production annuel – Scénario de référence PPE 2023

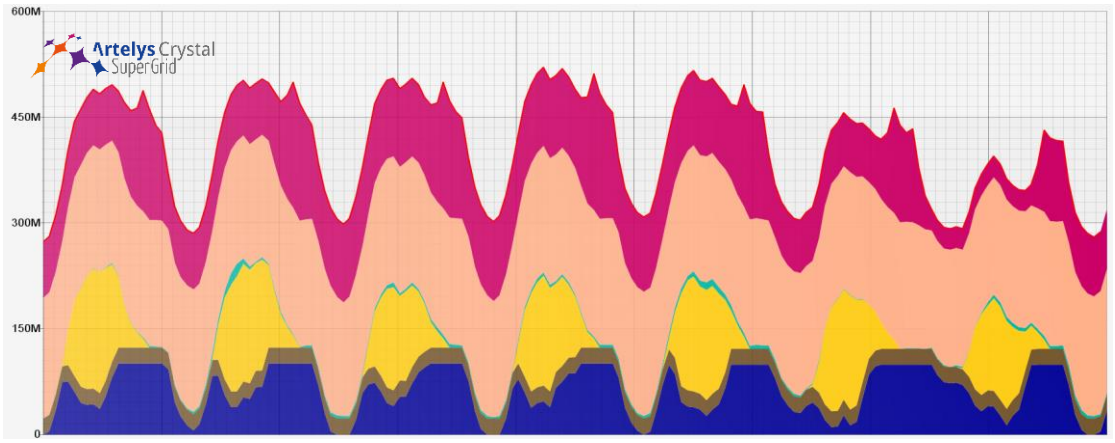


Figure 20 : Courbe de production cumulée (1ère semaine de Mars) – Scénario de référence PPE 2023

4.2.1 Le stockage dédié à la réserve rapide : un business case fortement rentable

Méthodologie d'analyse – Optimisation conjointe du plan de production et de la fourniture de réserve avec et sans stockage dédié à la réserve rapide. Analyse de sensibilité à la part du dimensionnement de réserve rapide assurée par le stockage.

Hypothèses clé – Le stockage considéré est de type batterie Li-ion 30min de décharge. Les coûts d'installations et d'opération sont supposés deux fois plus élevés en ZNI, portant les coûts à CAPEX 110€/kW, 375€/kWh ; OPEX 10 €/kW/an et 15 €/kWh/an; un coût de raccordement au réseau de 48 €/kW/an est compté.

En ZNI, le coût de l'électricité produit par des moyens thermiques conventionnels est globalement élevé. De plus, on peut observer de fortes variations de coûts de production entre les différentes

filières. Cela est lié à la structure du parc de production, dominé par les centrales fonctionnant au charbon ou au diesel. A terme la conversion des centrales charbon à la biomasse aura un effet déterminant sur les écarts de coûts de production entre filières.

En conséquence, le coût marginal de fourniture de la réserve rapide est également élevé. La réserve rapide est en effet assurée majoritairement par des unités de base, démarrées toute l'année. Il en résulte une perte d'opportunité de production d'électricité avec ces mêmes unités, auxquelles se substituent des filières de semi-base ou de pointe. Le coût marginal de réserve rapide est donc déterminé par l'écart de coût de production entre les centrales de base fournissant de la réserve et les centrales plus coûteuses sollicitées pour compléter la production d'électricité.

Dans ce contexte, un stockage dédié à la réserve rapide permettrait d'économiser ces coûts en libérant les unités de base, voire en évitant des démarrages d'unité de pointe dans le but de fournir de la réserve. Pour assurer efficacement le service de réserve, cette capacité de stockage devra être raccordée sur des départs non délestables.

Sur les 18 MW de réserve rapide, assurer le premier MW par une batterie dédiée pourrait générer jusqu'à 400 k€/an de revenu, contre une annuité d'investissement totale d'environ 100 €/kW/an. Une analyse de sensibilité au dimensionnement de la batterie dédiée à la réserve rapide a mis en évidence que la profondeur du gisement économique équivaut quasiment au dimensionnement total de la réserve rapide (voir Figure 21).[19]

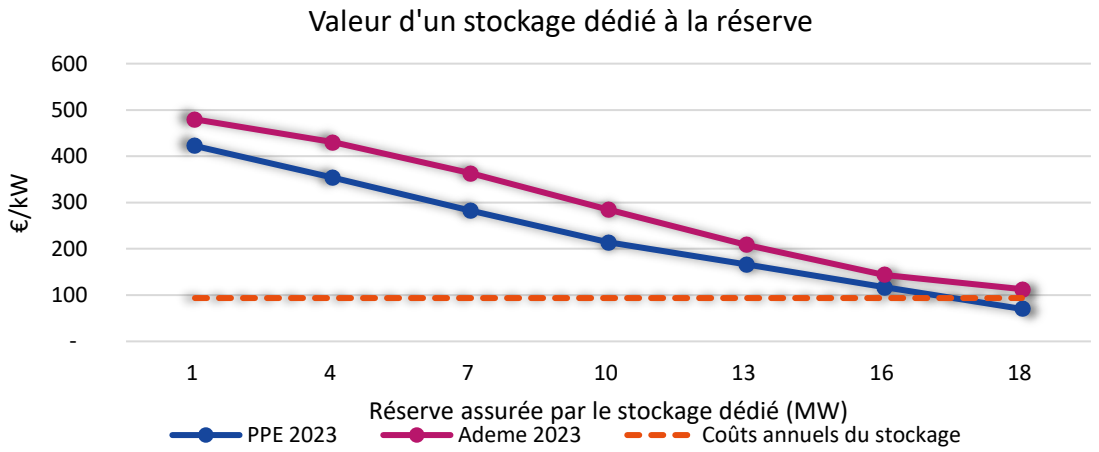


Figure 21 : Valorisation d'un stockage dédié à la réserve rapide en fonction de son dimensionnement

[19] 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.

4.2.2 Les stockages de quelques heures captent la majorité du potentiel d'arbitrage

Méthodologie d'analyse – Optimisation conjointe du plan de production horaire et de la réserve lente avec et sans stockage supplémentaire. Sensibilité à la durée de décharge et au mode de pilotage (centralisé et optimisé / décentralisé piloté de façon à déplacer une partie de la production PV vers la pointe du soir). Evaluation de la profondeur du gisement économique par optimisation des capacités de stockage de durée 1 h, 2 h et 4 h.

Hypothèses clé – CAPEX 110 €/kW + 380 €/kWh ; OPEX 10 €/kW/an + 15 €/kWh/an
Réserve rapide supposée fournie par un stockage dédié.

Le stockage peut également économiser des coûts de production d'électricité en opérant des arbitrages économiques entre les filières de production. Dans un système tel que l'île de la Réunion, les besoins de flexibilité proviennent principalement du profil journalier de demande et de la variabilité journalière de la production photovoltaïque. Pour le scénario considéré, la faible pénétration de la filière éolienne et la faible saisonnalité de la demande génèrent peu de besoin au-delà de l'échelle journalière.

Une analyse de sensibilité de la valorisation de 1MW de batterie au dimensionnement de son stock a montré que les stockages de quelques heures (1 à 2h) seraient les plus rentables (voir Figure 22). Pour de tels stockages, les résultats d'optimisation de capacité montrent qu'une capacité de 14 MW peut être ajoutée de manière économiquement rentable aux stockages déjà existants (130 MW d'hydraulique et 20 MW de photovoltaïque couplé à des batteries).

La majeure partie des économies de coûts de production réalisées sont issues du déplacement de la production photovoltaïque du milieu de journée aux heures de pointe de la demande (18 h à 20 h), ce qui évite de démarrer des centrales de pointe coûteuses (en termes de coût de démarrage mais également de coût variable de production). En effet, plus de 70% des économies système réalisées grâce à un stockage totalement optimisé peuvent être obtenues à l'aide d'un stockage centralisé ou décentralisé et piloté selon un signal de prix binaire[20] (heures pleines/heures creuses statiques) maximisant l'énergie disponible aux heures de pointe. Les 30% d'économies restantes proviennent de cycles supplémentaires au sein de la journée, ainsi que d'une meilleure sélection des heures de charge ou de décharge du stockage, pour optimiser l'utilisation du parc de production. Cette valeur complémentaire pourrait être obtenue pour un pilotage dynamique des stockages centralisés ou décentralisés, dans le cas où les bénéfices attendus resteront supérieurs aux coûts (CAPEX, OPEX) de l'infrastructure nécessaire à ce type de pilotage.

[20] Dans ce deuxième cas, le stockage accompagne un parc de production photovoltaïque et ne peut se remplir qu'à partir de cette production locale (il ne peut pas soutirer du réseau). De plus, il est piloté pour maximiser sa fourniture durant les heures pleines, sans faire de cycle supplémentaire durant la journée.

Lorsque la demande électrique croît suffisamment ou en fin de vie de centrales, le stockage peut également fournir des services capacitaires pour éviter des investissements de pointe. La valeur associée à ce service dépend fortement du parc existant, du profil et de l'évolution de la pointe de demande. Pour les courbes de demande utilisées, une capacité de stockage d'environ 25 MW (et de 2h de décharge) permettrait de baisser la pointe de demande (atteinte entre 18h et 20h) d'autant. Des études complémentaires (incluant la simulation détaillée de pannes de centrales ou de réseau) seraient nécessaires pour déterminer quelle puissance de pointe pourrait être ainsi substituée par du stockage[21].

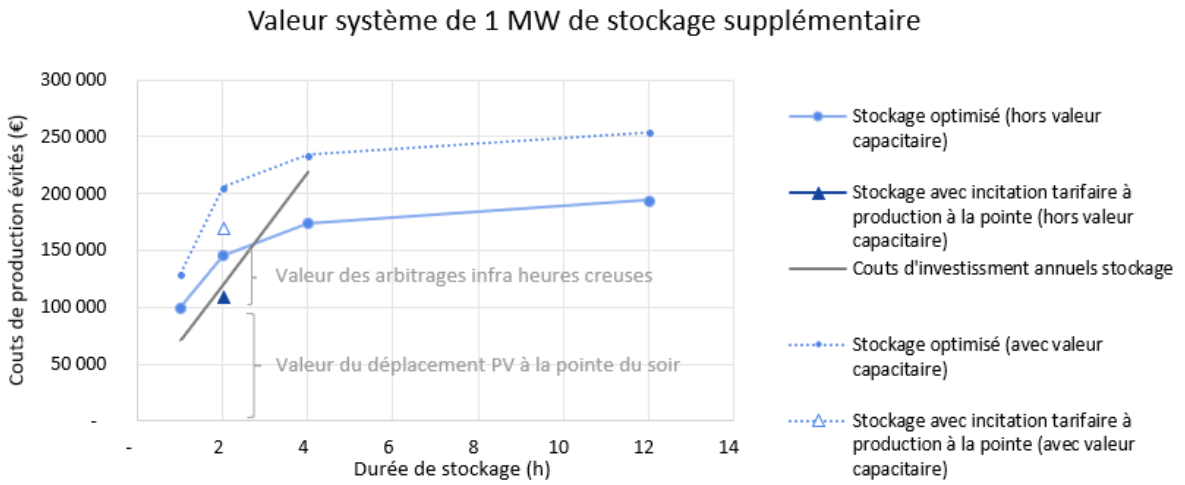


Figure 22 : Valorisation d'1 MW de stockage en fonction de la durée de stockage

4.2.3 Scénario Ademe : une valeur élevée pour toute solution technique permettant de relâcher la contrainte d'injection maximale d'EnR instantanée

Méthodologie d'analyse – Evaluation des économies de coûts totaux de production en faisant varier le niveau de la contrainte d'injection instantanée maximale portant sur les EnR intermittentes.

Hypothèses clé – Scénario alternatif « Ademe tendanciel » 2023.

Une analyse de sensibilité au taux d'intégration des EnR intermittentes a été également réalisée. Pour ce faire, un scénario Ademe contenant 860 GWh de production EnR intermittente (plus de 20% de la demande) a été modélisé. La PPE actuelle indique que « le gestionnaire du système établit, en collaboration avec l'Etat et le conseil régional, les conditions technico-économiques pour porter la contrainte d'injection maximale d'EnR instantanée à 45 % en 2023. ». Dans un tel scénario, la borne

[21] Le graphique fait donc l'hypothèse qu'un stockage de 1 MW-2 MWh peut remplacer 1 MW de pointe, soit 60 €/kW/an (coût d'investissement standard pour une turbine à combustion).

de 45% d'injection d'EnR intermittentes est fréquemment atteinte, notamment en période de faible demande, impliquant l'écrêtement d'une partie de la production EnR. La Figure 23 montre les profils de production cumulés pendant une semaine de Mai représentative de ce phénomène. Le mix de production annuel résultant est donné par la Figure 24.

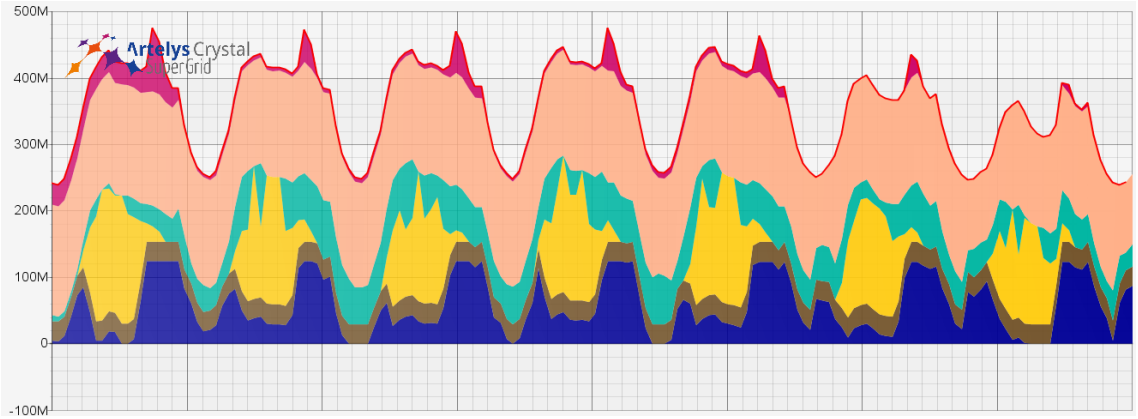


Figure 23 : Courbe de production cumulée (2ère semaine de Mai) – Scénario Ademe 2023

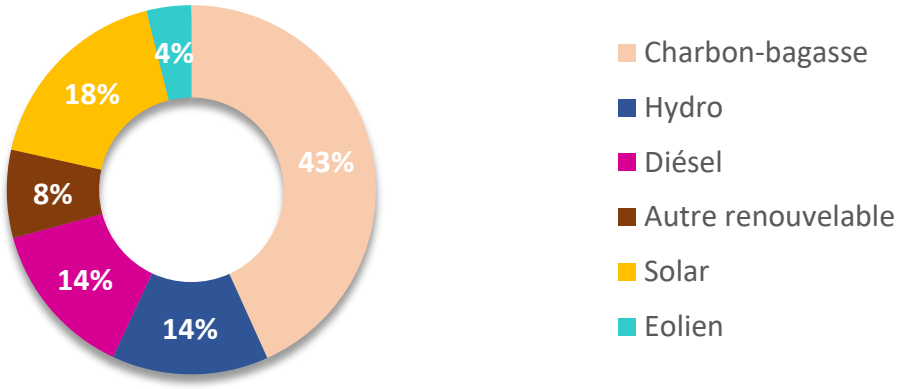


Figure 24 : Mix de production annuel - Scénario Ademe 2023

La Figure 25 montre les économies que permettrait une augmentation du taux d'insertion maximale des EnR avec électronique de puissance : la production EnR supplémentaire peut alors limiter l'utilisation des centrales thermiques au cours de la journée.

Une analyse de la contribution potentielle du stockage pour relâcher cette contrainte nécessite cependant une étude de dynamique détaillée (avec prise en compte des transitoires) qui sort du cadre de cette étude. D'autres solutions techniques (augmentation du dimensionnement de la réserve, fourniture d'inertie par des moyens synchrones dédiés…) peuvent également contribuer à moindre coût.

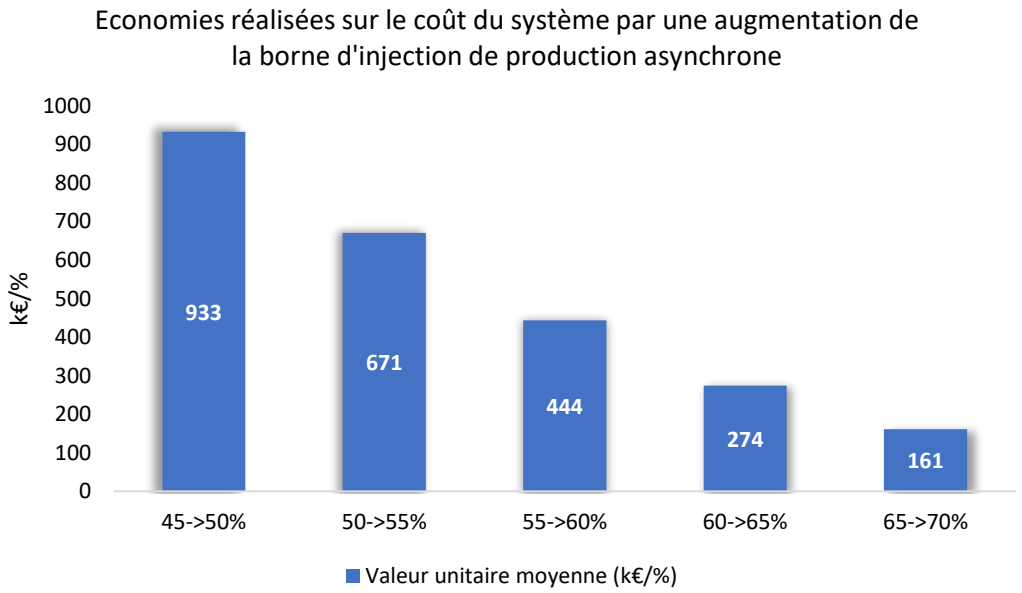


Figure 25 : Valorisation d'un relâchement de la borne d'injection instantanée d'EnR intermittent

4.3 Dans les pays à fort potentiel EnR, le stockage permet d'être plus ambitieux sur le développement des EnR

Si en Europe occidentale la consommation d'électricité est sur une tendance de stagnation ou de décroissance, de nombreux pays en développement, notamment en Afrique, voient leur consommation augmenter, du fait de l'augmentation du taux d'électrification et de la diffusion d'appareils électriques (électroménager, portables…). Par ailleurs, un grand nombre de ces pays bénéficient de conditions climatiques favorables (fort ensoleillement, régimes de vent favorables…). Dans ce contexte, la production d'électricité d'origine renouvelable devient souvent la solution la plus économique pour répondre à cette demande croissante et le stockage devient un outil d'accompagnement utile pour pallier l'intermittence de la production renouvelable.

L'objectif de ce cas d'étude est d'illustrer cette complémentarité à travers un contexte inspiré du Maroc, de façon à démontrer le potentiel à l'export de la filière stockage. L'analyse détaillée de cas spécifiques ou l'évaluation du gisement économique sortent du périmètre de l'étude.

Méthodologie d'analyse – Optimisation économique des capacités de production thermique (charbon, gaz, fioul), énergies renouvelables (PV, éoliennes terrestres) et stockage (STEPs et batteries).

Hypothèses clé – Demande annuelle de 111 TWh, WACC de 9%, Coûts des combustibles : charbon 11 €/MWh, gaz 33 €/MWh, fioul lourd 151 €/MWh, CO2 36 €/t.

Technologie	CAPEX[22] (€/kW)	OPEX (€/kW/an)	Durée de vie (années)	Contenu CO_2 (t/MWhe)	Taux de charge (h)
Charbon	1 600	40	40	0,86	Optimisé
CCGT	855	21	30	0,35	Optimisé
OCGT	553	17	30	0,49	Optimisé
PV	654	15	25	-	1 750
Eoliennes	1 220	37	25	-	2 450
STEPs 24h	1 325	18	75	-	Optimisé
Batterie li-ion 2h	110 €/kW 245 €/kWh	5€/kW/an 7,5€/kWh/an	18	-	Optimisé

Tableau 19. Hypothèses technicoéconomiques pour les moyens de production et de stockage dans le cas du pays en forte croissance

Les résultats de l'optimisation économique du parc de production sont présentés ci-dessous :

Technologie	Capacité installée sans stockage (MW)	Capacité installée avec stockage (MW)	Variation (MW)
Charbon	4600	4600	0
CCGT	9390	8490	- 900
OCGT	4680	4050	- 530
Fioul	1470	1470	0
Eoliennes	6790	6910	+120
Photovoltaïque	16540	18 150	+1610
Hydro (non optimisé)	1310	1310	0
STEPs	820	2000	+ 1180
Batteries	0	170	+ 170
Taux EnR	42,1%	44,7%	+ 2,6 %
Emissions de CO_2	36,9 Mt	35,8 Mt	- 1,1 Mt

Tableau 20. Mix de production, part EnR et émissions de CO2 du pays en forte croissance avec ou sans stockage

Le stockage permet ainsi d'obtenir un mix plus renouvelable avec +1,6 GW de solaire et 120 MW d'éoliennes pour 1,2 GW de STEPs 24h et 170 MW de batteries. Il permet aussi de réduire la

[22] Source : [4], [4]

dépendance en production fossile, avec moins de puissance en CCGT (- 900MW) et en OCGT (-530 MW) de limiter les émissions de CO_2.

Ce cas d'étude montre la pertinence économique du stockage dans ce contexte et illustre l'importance de disposer d'un bouquet de solutions de stockage pour accompagner le développement des énergies renouvelables[23].

[23] La répartition optimale entre batteries et STEPs est fortement dépendante du système électrique (notamment capacités éoliennes et solaires, parc existant, profil de la demande, contraintes réseau…). Les résultats présentés ne sont donc pas généralisables à d'autres contextes.

5 Même pour les cas d'usage rentables, le risque économique reste important

Les cas d'étude analysés précédemment montrent que le stockage et l'électrolyse sont rentables pour la collectivité, pour plusieurs cas d'usage et scénarios, tout en générant des économies de CO_2 importantes. Leurs revenus sont cependant extrêmement variables en fonction des politiques nationales menées d'ici 2035 (prolongement du nucléaire historique, développement des EnR, prix du CO_2…).

Les résultats ci-dessous illustrent le risque économique pour un investisseur. Dans le cas d'une STEP 24h de rendement 80% par exemple, les revenus varient de 102 à 154 €/kW/an en fonction du scénario, l'incertitude principale venant de la valorisation des arbitrages. Le même constat est visible pour la production d'hydrogène décarboné qui est rentable dans le scénario Ampère, presque dans le scénario Volt, mais avec un bilan très négatif pour les scénarios Hertz et Watt.

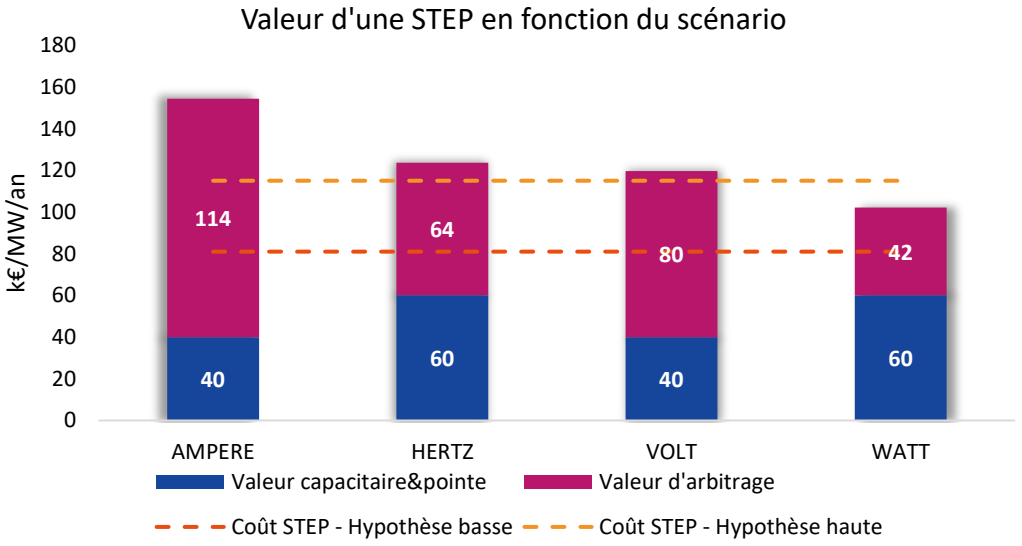


Figure 26. Variabilité des revenus pour une STEP en fonction du scénario

Pour 100 MW d'électrolyse	Ampère	Hertz	Volt	Watt
Coût de l'électrolyseur (M€/an)	22	22	22	22
Revenus nets (M€/an)	30	7	17	3

Tableau 21. Variabilité des revenus nets d'un électrolyseur pour produire de l'hydrogène décarboné.

Pour des projets qui subissent un délai de construction ou d'amortissement élevées (par exemple les steps), ou qui présentent des modèles économiques assujetis à des conditions de marché incertaines (électrolyse, steps, batteries), l'investissement reste donc soumis à des risques élevés.

Dans un tel contexte, un mécanisme public de réduction du risque financier faciliterait grandement l'émergence de la filière, sachant que le coût du capital représente une part importante du budget total des projets de stockage et d'électrolyse. Un mécanisme permettant d'améliorer la visibilité des investisseurs sur les revenus contribuerait ainsi à réduire fortement le coût d'accès au capital et donc le coût total des projets.

6 Glossaire

Actif	Moyen de production et/ou de consommation énergétique
ASI	Alimentation sans interruption (ou UPS en anglais)
BP	Bilan prévisionnel de RTE
CAES	Compressed air energy storage
CAPEX (Capital expenditure)	Coûts d'investissements d'un actif de production
CCCG	Centrale à cycle combiné gaz (ou combined-cycle gas turbine en anglais)
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
DOD	Depth of discharge, pour un stockage
DROM-COM	Département et Région d'Outre-mer, collectivités d'Outre-mer
ECS	Eau chaude sanitaire
ENR	Energie renouvelable
LAES	Liquefied air energy storage
MW	Mégawatt, unité de puissance
MWh	Mégawattheure, unité d'énergie correspondant à une puissance d'un mégawatt 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
PPE	Planification pluri-annuelle de l'énergie
PV	Panneau photovoltaïque
P2G	Power-to-gas
RCU	Réseau de chaleur urbain
RT2020	Règlementation thermique 2020
SOH	State of health, indicateur de l'état d'une batterie (comparativement aux spécifications techniques d'une batterie neuve)

STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
TAC	Turbine à combustion (en anglais Open-cycle gas turbine)
TURPE	Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité
TYNDP	Ten year network development plan de l'ENTSO-E
Valeur	Estimation du gain pour la collectivité associée à un service apporté par 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 qu'il fournit pour répondre aux points de consommation
VAN	Valeur actuelle nette
V2G	Vehicle to grid
WACC	Weighted average cost of capital ou coût moyen pondéré du capital
ZNI	Zone non-interconnectée

7 Références

[1] Commercial Scale Feasibility of Clean Hydrogen, European Zero Emission Technology and Innovation Platform

[2] The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025, IRENA , 2016

[3] Étude sur l'UPS pour la Commission Européenne, Ricardo AEA

[4] Bilan Prévisionnel 2017, RTE, 2018, https://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel

[5] Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells, AIE, 2015,

[6] Note d'analyse sur l'hydrogène, France Stratégie, http://www.strategie.gouv.fr/publications/y-t-une-place-lhydrogene-transition-energetique

[7] Technological Characterisation of Hydrogen Storage and Distribution Technologies, UKSHEC

[8] Natural Gas Storage in Salt Caverns – Present Status, Developments and Future Trends in Europe, KBB Underground Technologies

[9] Hydrogen Station Cost Estimates, NREL

[10] Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? Ademe, GRDF, GRTgaz

[11] Self-consumption with PV + Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences", Applied Energy, Klingler 2017

[12] Graebig, 2014

[13] Les véhicules électriques en perspective. Analyse coûts-avantages et demande potentielle. Commissariat Général au Développement Durable

[14] Energy Technology Reference Indicators projections for 2010-2050, Joint Research Center

[15] Réseaux électriques intelligents. Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble, RTE, 2017.

[16] Development of electrolysis in European union, FCH JU, 2014

[17] Multi Annual Work Plan, FCH JU, 2014

[18] Hydrogen technology Roadmap, IEA, 2015

[19] Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., and Few, S. (2017), *International Journal of Hydrogen Energy*. 42, 30470–30492

[20] Développement des marchés de l'hydrogène, Projet HyFrance3

[21] Projet européen HyUnder. http://hyunder.eu

[22] Filière hydrogène-énergie, Durville J.L., Gazeau J.C., Nataf J.M, Cueugniet J., Legait B., Septembre 2017.

[23] A portfolio of power trains for Europe – a fact based analysis, McKinsey

[24] Référentiel Energie-Carbone pour les bâtiments neufs, Ministère de l'environnement, http://www.cohesion-territoires.gouv.fr/IMG/pdf/referentiel_energie_carbone_niveau_de_performance.pdf