



T H É M A

Essentiel

Commissariat général au développement durable

Croissance de l'éolien et du solaire

Quel stockage de l'électricité ?

DECEMBRE 2017

L'éolien et le solaire photovoltaïque assurent une part croissante de la production d'électricité. Ces moyens produisant en fonction des conditions météorologiques et non de la demande, la gestion de l'équilibre entre offre et demande requiert l'attention. À moyen terme, cette gestion devrait notamment passer par le développement de capacités de stockage, ainsi que d'outils de gestion rendant la demande plus flexible, comme le fait actuellement le parc de chauffe eau électriques à accumulation.

Un premier panorama des possibles en matière de stockage est ici esquissé : au vu des évolutions technico-économiques projetées (progrès techniques, coûts, etc.), les batteries pourraient fournir une solution intéressante pour traiter les fluctuations journalières ; les réservoirs hydrauliques (STEP) pour les fluctuations hebdomadaires.

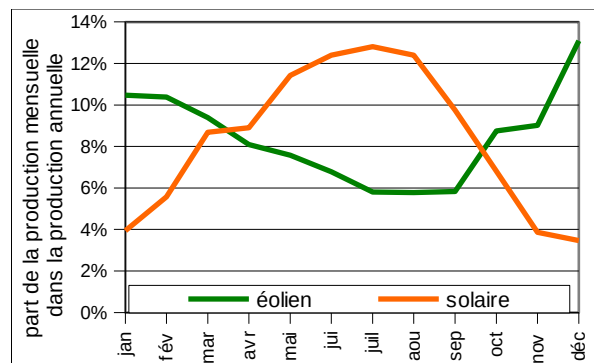
La réflexion pourra évoluer en fonction notamment d'autres conditions technico-économiques qui pourront émerger, et des impacts environnementaux des technologies.

Les énergies renouvelables (ENR) se développent fortement depuis 2010 et cette progression va se poursuivre sous l'impulsion de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prise en application de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) : ces énergies représenteront entre 28 et 31 % de la production d'électricité à l'horizon 2023. 13 % sont déjà assurés par l'hydroélectricité dont le développement devrait être faible à l'avenir.

DES PRODUCTIONS SAISONNIÈRES

Les productions éolienne et photovoltaïque (PV) sont intermittentes et fluctuent en fonction des conditions météorologiques : en France, les productions éoliennes sont maximales les mois d'hiver, alors que les productions PV le sont en été (graphique 1). À titre de comparaison, les profils sont similaires en Grèce et en Allemagne.

Graphique 1 – Profils mensuels des productions ENR en France (moyenne sur plusieurs années)

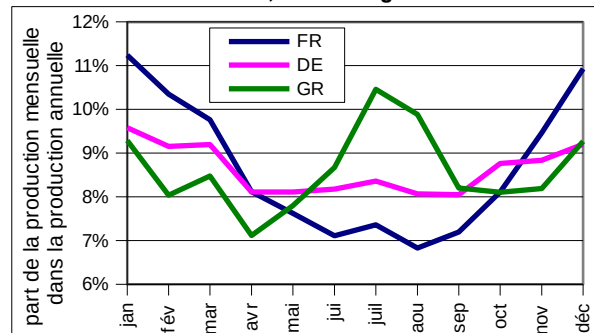


Source : données ENTSO-E ; calculs CGDD

UNE DEMANDE SAISONNIÈRE ÉGALEMENT

La pointe de la consommation en France a lieu en hiver. En Grèce, elle a lieu en été et le profil de l'Allemagne est relativement plat (graphique 2).

Graphique 2 – Profils mensuels de la demande d'électricité en France, en Allemagne et en Grèce



Source : données ENTSO-E (années 2010 à 2014) ; calculs CGDD

Croissance de l'éolien et du solaire - Quel stockage de l'électricité ?

MAIS DES PERIODICITES DIFFÉRENTES

La variabilité des productions éoliennes et solaire vient se combiner avec celle de la demande. Ainsi :

- Pour de faibles pénétrations des ENR, la variabilité de la demande reste prépondérante

Les fluctuations des productions des énergies renouvelables intermittentes (ENR) s'ajoutent aux fluctuations importantes de la demande ; au final, tout se passe comme si les ENR produisaient « en base », c'est-à-dire en continu, et que les fluctuations de la demande avaient été simplement décalées dans le temps. En France, cette situation perdure jusqu'à une pénétration des productions ENR de 30 % de la consommation (en comptant les 13 % d'énergie hydraulique).

- Pour de plus fortes pénétrations des ENR intermittentes, la variabilité des productions ENR devient prépondérante

Les fluctuations de la demande connaissent des cycles journaliers, hebdomadaires et saisonniers. Celles de la production photovoltaïque sont journalières et celles de l'éolien sont sur longue période. Leur analyse en durée et amplitude a été réalisée à l'aide de l'outil mathématique appelé la « transformation de Fourier » (encadré).

QUEL STOCKAGE ?

Le recours à différents moyens de gestion de l'équilibre offre /demande permet de réduire l'impact des fluctuations des productions ENR. Hormis le stockage proprement dit, ces moyens comprennent également le pilotage de la demande (déplacement de consommation) et la saisonnalisation de la production nucléaire par une politique active de gestion des arrêts pour maintenance des centrales.

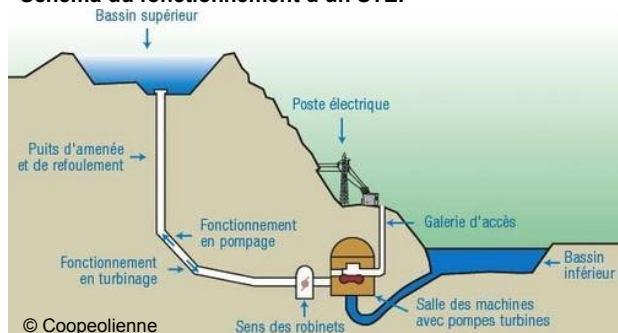
Les réservoirs hydrauliques, déjà bien implantés

Les STEP (Systèmes de transfert d'énergie par pompage) reposent sur le principe suivant : quand la production électrique dépasse la demande, l'électricité excédentaire est utilisée pour pomper de l'eau, d'un barrage situé en aval vers un barrage en altitude, et, aux heures de forte demande, cette même eau est turbinée de l'amont vers l'aval pour produire de l'électricité (schéma) ; le rendement énergétique est de 80 %.

Les potentialités des STEP varient selon leur taille : lorsque les réservoirs ne stockent l'eau que pendant quelques heures de pleine puissance, le cycle est journalier (la puissance installée en France est de 2 GW) ; une capacité de stockage de quelques dizaines d'heures permet de traiter un cycle hebdomadaire (2 GW installés) (cf. tableau 2).

En cumulé, le volume annuel de stockage est de 7 TWh, soit environ 1,5 % de la consommation française annuelle. La PPE prévoit d'« engager d'ici 2023 (...) le développement de 1 à 2 GW de STEP à l'horizon 2030. »

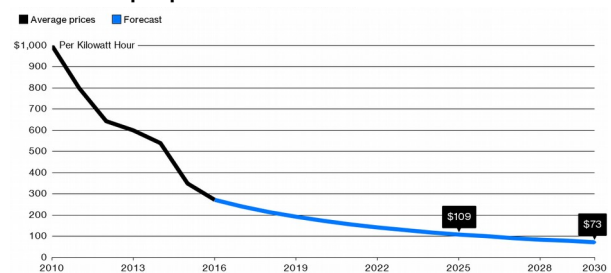
Schéma du fonctionnement d'un STEP



Les batteries, une technologie en évolution rapide

Le domaine du stockage de l'électricité est fortement impacté par la baisse des coûts des batteries qui permet d'envisager dans un avenir proche le stockage dans de petites unités, par exemple pour les besoins de chaque logement pendant plusieurs heures. Le prix des batteries au lithium a baissé d'un facteur 2 depuis 3 ans ; un prix de 100 €/kWh pourrait être atteint vers 2020 selon Telsat ou 2025 selon d'autres sources (graphique 4).

Graphique 4 – Prix des batteries au lithium



Source : Bloomberg New Energy, juillet 2017

La durée de vie des batteries est de 2 à 5 mille cycles. Le stockage par batterie est bien adapté pour gérer les cycles journaliers du PV. Le coût du stockage est alors de 30 à 60 €/MWh, avec un prix des batteries de 100 €/kWh et pour un rendement énergétique de l'ordre de 80 %. Au-delà d'une durée de stockage de 24 heures, le coût n'est plus limité par le nombre de cycles autorisés et devient proportionnel à la durée du stockage.

Le « power to gas to power », pour certaines situations

Le « Power to gas to power » combine 4 étapes :
1 - Électrolyse de l'eau avec de l'électricité (renouvelable), ce qui produit de l'hydrogène H₂ ;

Croissance de l'éolien et du solaire - Quel stockage de l'électricité ?

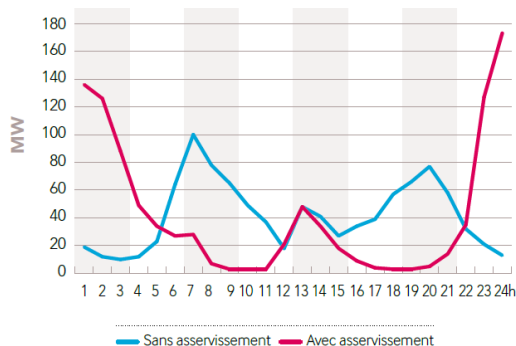
- 2 - Réaction entre ce H₂ et du CO₂ pour former du méthane CH₄;
- 3 - Stockage de ce méthane sur longue durée ;
- 4 - Utilisation méthane dans des cycles combiné gaz pour produire de l'électricité.

Le « Power to gas to power » permet une longue durée de stockage (phase 3) mais son rendement énergétique est peu élevé compte tenu des pertes lors des traitements des phases 2 et 4. Il pourra servir aux usages difficiles à décarboner, dans un contexte d'énergie solaire peu chère. Le « Power to gas » obtenu à la 3^e étape présente un meilleur rendement et fournit une énergie sous forme de méthane.

Le pilotage de la demande

12 millions de ménages disposent de chauffe-eau électriques à accumulation (« cumulus ») pour profiter d'un tarif incitatif en heure creuse (graphique 3), ce dispositif peut être assimilé à du stockage de courte durée.

Graphique 3 - Consommations électriques journalières des chauffe-eau à accumulation selon qu'ils sont ou non sous asservissement



Source : RTE bilan prévisionnel 2015

Lecture : La comparaison des consommations d'électricité des ménages ayant un chauffe-eau fonctionnant en heure creuse (en rouge) avec celui de personnes sans cet asservissement (en bleu) montre que la consommation est décalée de 8 h environ et évite l'heure de pointe du matin et du soir.

D'autres dispositifs de pilotage de la demande existent, comme le « Power to heat » : l'Allemagne va ainsi utiliser ses excédents de production éolienne en produisant de la chaleur par effet Joule, dans les réseaux de chauffage urbain.

CONVERGENCE DES COÛTS POUR LE STOCKAGE SUR DURÉE COURTE

Les coûts des différentes techniques de stockage devraient converger à l'horizon 2025 (tableau 1). Les coûts du stockage d'eau chaude sanitaire resteront compétitifs, ce qui rend ce système indispensable à préserver compte tenu de son poids prépondérant dans le système de gestion de l'équilibre offre/demande. Pour les « nouveaux

STEP » prévus dans le cadre de la PPE, des études préliminaires fournissent à l'horizon 2030 des fourchettes de coûts comparables aux autres procédés.

Tableau 1 – Les coûts d'investissement des systèmes de stockage et leurs capacités annuelles cumulées en France

Système de stockage	Coût en €/MWh HT	Volume annuel en TWh
Eau chaude sanitaire	< 24	22
STEP existant	np	7
Batteries (horizon 2030)	30 à 60	2,6 TWh*
Nouveaux STEP (horizon 2030 - PPE)	20 à 60	2 à 4

* Hypothèse de 300 000 batteries de véhicules électriques utilisées en « seconde vie » en 2030 (capacité 24 kWh, utilisation journalière).
Source : calculs de l'auteur à partir de données RTE et de la PPE

UNE SITUATION CONTRASTÉE SELON LES SITUATIONS CLIMATIQUES

Le stockage de l'électricité est d'autant plus difficile et coûteux que sa durée est longue. Le mix ENR doit être choisi en cohérence avec la saisonnalité de la consommation qu'il est possible d'infléchir à long terme : l'isolation des bâtiments permet de moins consommer en hiver et la climatisation peut éviter des surproductions dues au PV en été.

Dans un second temps, le système de stockage doit être optimisé en fonction de la durée des fluctuations de la demande et des ENR (cf. tableau 2).

Tableau 2 - Les moyens de stockage selon leurs durées caractéristiques (issues de la transformation de Fourier) avec leurs puissances installées en France

Durée / Système de stockage et puissance installée	< 25 heures	25 h < T < 200 h	200 h < T < 1 000 h	1 000 h < T < 4 000 h	6 mois et +
Eau chaude sanitaire équivalent 3,2 GW					
Batteries					
4 petits STEP : 2 GW					
2 grands STEP : 2 GW					
Très grands STEP : 0 GW					
Power to gas 0 GW					
Maintenance-arrêt du nucléaire équivalent 9GW					

Lecture : **Orangé** : les chauffe-eau à accumulation soutirent en moyenne 6,4 GW en heure creuse : ils ont une action équivalente à une capacité moyenne de stockage/déstockage de $6,4/2 = 3,2$ GW ; la maintenance-arrêt des centrales nucléaires en été permet de délivrer une puissance en hiver supérieure à celle en été de 18 GW, ce qui équivaut à une capacité de stockage/déstockage de $18/2 = 9$ GW. **Marron** : les moyens dédiés aux stockages en service actuellement en France. **Vert**, ceux qui n'existent pas en France : les batteries, les très grands STEP et le « Power to gas ».

Dans les pays où les pics de consommation d'électricité sont liés à la climatisation en été (comme en Grèce), le PV, complétée par un stockage par batteries, pourra constituer une solution de référence. Comme l'ensemble de ces moyens est disponible pour de petites puissances, une baisse de la taille des réseaux et le développement de l'autoconsommation seront envisageables.

Les pays dont les pics de consommation ont lieu en hiver, comme la France, auront intérêt à privilégier une production éolienne. Celle-ci présente des fluctuations s'étalant sur plusieurs semaines pour lesquelles les batteries sont de peu d'utilité et pour lesquelles le stockage dans des réservoirs hydrauliques de grande taille (STEP pouvant stocker de 2 à 5 semaines de production éolienne) restera la solution la plus adaptée. Le nombre de sites pouvant accueillir des STEPs est cependant limité.

Par ailleurs, des réseaux électriques de très grande taille resteront également indispensables.

Les données proviennent :

- pour la France continentale, du gestionnaire du réseau électrique, RTE, qui a une politique d'open data, à pas demi horaire : <https://opendata.rte-france.com/pages/accueil/>

et sur l'eau chaude sanitaire d'un « profil » de RTE (bilan prévisionnel 2015) : http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp_2015_donnees_sur_la_demande.xlsx

- pour les autres pays européens, de l'association ENTSO-E qui donne des informations à pas horaire depuis 2015 : <https://transparency.entsoe.eu/>

Encadré :

ANALYSE DE SPECTRE DES FLUCTUATIONS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

La méthode

Voici les grandes lignes de la méthode suivie :

- la demande électrique, ainsi que les productions éolienne et photovoltaïque sont assimilées à des signaux temporels qui varient toutes les heures ;
- la transformation de Fourier permet de transformer un signal temporel en un « spectre » c'est-à-dire une décomposition des fluctuations en fréquences ;
- à chaque fréquence du spectre peuvent être associés un ou plusieurs moyens de stockage optimaux. L'action des moyens de stockage revient à diminuer la valeur du spectre, dans la plage de fréquences concernées et dans la limite des puissances de stockage installées ;
- en appliquant la transformation inverse, on retrouve la demande telle qu'elle serait modifiée par les possibilités de stockage testées.

L'analyse spectrale montre que chaque procédé de stockage a une durée de stockage caractéristique (tableau 2). Du point de vue spectral, seule l'amplitude des variations comptent et non le niveau moyen : c'est pourquoi le placement des consommations des ballons d'eau chaude en heures creuses ou de la production nucléaire l'hiver peuvent avoir le même effet que des moyens de stockage.

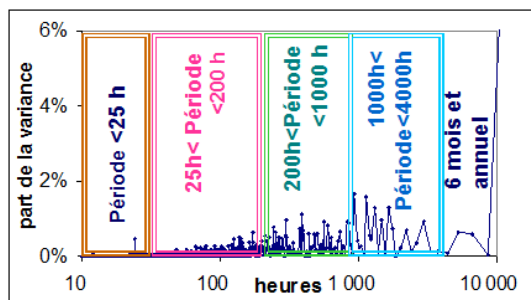
L'étude présentée se limite à des dispositifs permettant de faire face aux fluctuations de la demande ou de la production de plus d'une demi heure, qui relèvent du marché de gros de l'électricité. Elle n'examine pas l'évolution des « services systèmes » qui permettent de gérer les fluctuations de courte durée (inférieure à la demi heure).

Les résultats des modélisations

La consommation d'électricité en France est caractérisée par des fluctuations journalières (de périodes de 24 h et de périodes de 12 h), hebdomadaires (de périodes de 168 h et de périodes de 84 heures) et des fluctuations saisonnières liées au chauffage électrique. Les fluctuations de la production solaire sont essentiellement journalières.

Le spectre de l'éolien est très chahuté et ses fluctuations se produisent sur longues périodes (graphique 5).

Graphique 5 – Fluctuations de la production éolienne



Source : données RTE ; analyse CGDD

Directrice de la publication : Laurence Monnoyer-Smith, Commissaire générale au développement durable

Rédactrice en chef : Laurence Demeulenaere

Auteur : Jean-Marc Moulinier

Dépôt légal : décembre 2017

ISSN : 2555-7564

Commissariat général au développement durable

Service de l'économie, de l'évaluation et de l'intégration du développement durable

Sous-direction de la mobilité et de l'aménagement

Tour Séquoia

92055 La Défense cedex

Courriel : ma.seei.cgdd@ecologique-solidaire.gouv.fr

www.ecologique-solidaire.gouv.fr



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE