

INTERMITTENCE DES ENERGIES EOLIENNE ET SOLAIRE: QUELLES SOLUTIONS?

Gilbert Ruelle Académie des technologies et sauvons le climat

Le débat européen sur le mix énergétique futur est une cacophonie, , tout particulièrement en ce qui concerne l'énergie électrique, où s'affrontent deux orientations opposées, l'option allemande de sortir du nucléaire et de fonder la production d'énergie électrique sur les énergies renouvelables à un niveau très élevé, allant jusqu'à 80%, et l'option française où le nucléaire reste une base solide que les énergies renouvelables ne viennent que compléter à un pourcentage plutôt de l'ordre de 20 à 30%.

Aux yeux du public, les énergies renouvelables ont toutes les séductions, et elles réunissent le même consensus que les économies d'énergie.

Elles sont éternelles puisque leurs sources se renouvellent naturellement, l'eau des fleuves, le soleil, le vent, elles offrent une certaine sécurité d'approvisionnement car on en dispose sur le territoire français, et de plus elles ont une apparence de gratuité car il n'y a pas de combustible à payer.

Qui donc peut être contre l'idée de les développer au maximum ?

Au maximum de quoi ?

- Les développer au maximum de leur capacité?, abstraction faite de leur coût ? Elles coûtent en effet cher à extraire parce que ce sont des énergie très diluées; L'idée que l'énergie du vent et du soleil sont gratuites est bien ancrée dans l'opinion, Il est donc important de comprendre que c'est l'accès à ces ressources qui est coûteux car il exige des investissements élevés qui pèsent sur le prix du kWh. l'ordre de grandeur de leur coût est de l'ordre de 8 c€/kWh pour l'éolien terrestre, de 15 à 20 pour l'éolien en mer, de 30 à 40 pour le solaire, à comparer à 6 à 7 pour le thermique fossile et 3 à 5 pour le nucléaire.
- Les développer au maximum de leur possibilité d'insertion dans le réseau électrique ? On doit alors prendre conscience que les deux seules énergies renouvelables ayant encore un potentiel de développement important, l'éolien et le solaire sont des énergies intermittentes, et c'est l'objet de notre propos.

Ces deux sources, l'éolien et le solaire, qu'il soit photovoltaïque ou thermodynamique à concentration, ont vocation à fournir de l'énergie électrique. Or la distribution d'électricité n'a pas le droit d'être intermittente, car aucun abonné ne l'admettrait, et sa production n'a pas non plus le droit d'être intermittente, car l'électricité ne se stocke pas directement. Un réseau électrique doit donc être capable de fournir de l'électricité à tous ses clients, dont la demande est imprévisible autrement que statistiquement et approximativement par la compilation des consommations précédemment observées dans les mêmes circonstances de calendrier, d'horaire et de climat.

C'est donc la production qui doit s'adapter à tout moment et instantanément à la demande, ce qui exige que le gestionnaire du réseau dispose à tout moment d'une réserve de puissance qu'il puisse mettre très rapidement en service. Dans les premières secondes, ce sont d'abord les automatismes de réglage de la puissance délivrée par les turbines qui entrent en jeu en surchargeant momentanément les générateurs déjà en service, puis dans les minutes qui suivent le dispatching a recours aux réserves d'énergie disponibles, soit en démarrant très rapidement des groupes thermiques qui étaient en stand-by, soit en faisant appel au stock indirect d'énergie électrique que constituent les grands barrages et les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) qui pompent de l'eau la nuit lorsque les besoins en électricité sont faibles et la restitue à la demande aux heures de pointe, soit encore en important de l'énergie électrique d'autres réseaux plus ou moins éloignés, mutualisant la surcharge en faisant appel à une production excédentaire éloignée, ou enfin

en accordant intelligence et autorité au réseau pour lui permettre de couper autoritairement certaines consommations non prioritaires pendant les périodes d'intermittence.

Cette intermittence, particulièrement élevée pour l'éolien dont le fonctionnement en équivalent pleine charge ne représente que 20 à 35 % du temps, entraîne une émission de CO2 indirecte par les groupes thermiques mis en service pendant l'intermittence, et une augmentation du coût de l'énergie ainsi produite, par ces moyens complémentaires nécessaires (groupes thermiques d'appoint, stockage ou investissement dans un super-réseau).

L'arrivée des énergies intermittentes ajoute donc à la difficile prévisibilité de la consommation une difficile prévisibilité de la production. Que faire à la pointe nocturne du soir alors que le soleil est couché, si simultanément un épisode anticyclonique arrête le vent sur toute l'Europe, ?

Cette prise en considération de l'intermittence limite la part possible d'insertion des énergies intermittentes compatible avec une bonne gestion du réseau dans des conditions de fiabilité, d'économie et d'écologie convenables ; des valeurs de l'ordre de 15 à 30%.

Les différentes formes d'intermittence¹

Intermittence du solaire photovoltaïque

Le photovoltaïque disparaît totalement selon les cycles solaires journaliers assez bien prévisibles (pas de photovoltaïque le soir, lorsque les besoins sont souvent au maximum).

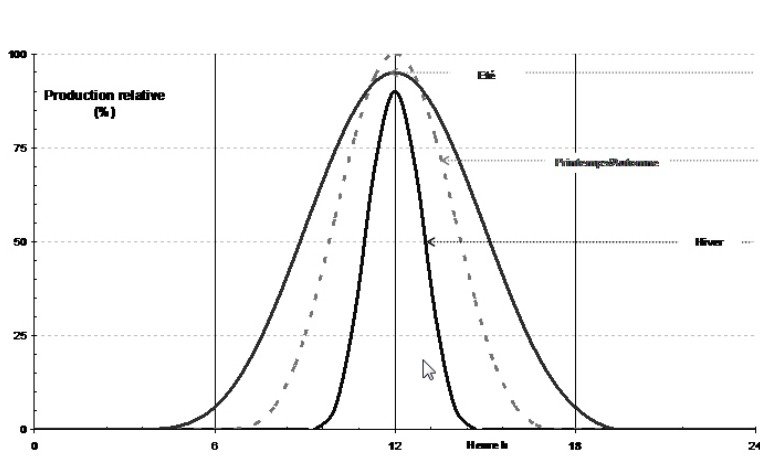


Figure 1 : Intermittence journalière locale de l'énergie photovoltaïque (été et hiver)

En été la puissance moyenne est obtenue pendant 6 heures, mais 2 heures seulement en hiver. Une interconnexion du réseau électrique couvrant un décalage d'ensoleillement de 2 à 3 heures élargit un peu l'espace temps européen, et atténue ainsi les variations locales, mais dans l'ensemble de l'Europe, plus de la moitié du temps la puissance produite reste nulle.

Intermittence du Solaire thermodynamique à concentration

Cette technologie permet de répondre en partie au problème d'intermittence du solaire. par un stockage de chaleur dans un liquide (par exemple nitrates de potassium et de sodium). Ce stockage direct permet de continuer à produire du courant en l'absence de soleil, comme le montre la figure 2 (exemple spécifique Andasol en Espagne). Dans ce cas, la puissance

¹ Figures reprises de : *La vision énergétique des « Verts Européens »* de Claude Acket et Pierre Bacher 2011, sur le site de Sauvons le climat (SLC)

nominale de production peut être assurée 18 heures par jour en été et 10 heures par jour en hiver.²

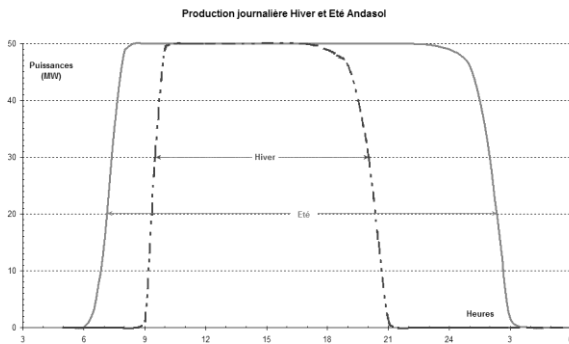


Figure 2 : Intermittence journalière du solaire thermodynamique

Cette technologie assure sa propre correction d'intermittence, mais n'est pas en mesure de corriger l'intermittence de l'éolien comme peut le faire l'hydraulique en STEP.

Intermittence de l'éolien

Sur un site donné, l'éolien ne présente pas cette régularité. La prévisibilité est nulle à moyen et long termes, mais une prévisibilité à 24 heures d'assez bonne fiabilité permet de préparer les programmes de charge des autres sources, restant toutefois sujette à aléas. La puissance d'une éolienne variant comme le cube de la vitesse du vent peut fortement varier en quelques heures, par exemple passage en 6 heures d'un extrême à l'autre. La puissance peut retomber à quasiment zéro et se maintenir à des valeurs très basses pendant les longues périodes anticycloniques, qui peuvent durer des semaines. Mais dans l'autre sens, compte tenu du surdimensionnement d'un facteur 3 à 4 de la puissance installée par rapport à la puissance moyenne délivrée, l'éolien peut aussi produire beaucoup conduisant à une surproduction locale d'électricité que le réseau peut avoir des difficultés à absorber. Une "subvention de la jachère" est pratiquée en Allemagne et en Espagne; lorsque la production éolienne risque de dépasser les capacités de transport, il y a alors obligation de mettre à l'arrêt certaines éoliennes, avec une subvention compensatoire.

Cette variabilité à court terme est un peu atténuée dans le cas d'un vaste réseau couvrant des zones climatiques variées. Le cas du réseau espagnol soumis aux climats atlantique et méditerranéen est représentatif.

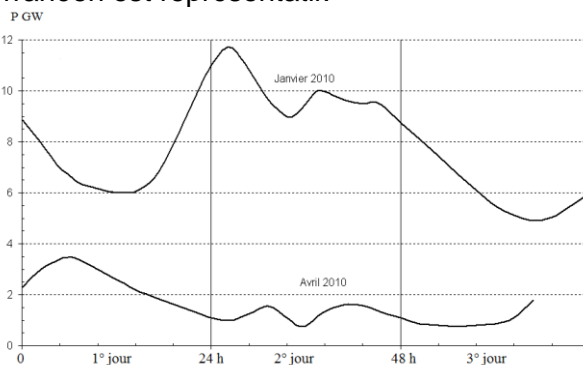


Figure 3 : Production éolienne Espagne en GW, 3 jours consécutifs hauts et bas
La puissance passe en quelques heures de 70 % à 30 % de la puissance installée P_c
La puissance peut rester plusieurs jours (voire des semaines) au voisinage de 10 % de P_c

² Ceci conduirait probablement à greffer sur l'installation un cycle combiné à gaz permettant de fournir de l'électricité le reste du temps.

Une étude de cette question de l'intermittence a été menée par le Boston Consulting Group (BCG) en mars 2010, sa conclusion est que **le stockage de l'énergie électrique est la condition nécessaire à un fort développement des énergies intermittentes sur le réseau**. Bien que des moyens comme le démarrage ou l'effacement rapide des moyens classiques de soutien, généralement thermiques émetteurs de CO₂, qu'un certain contrôle de la demande par compteurs intelligents puisse se développer, qu'une compensation inter-régionale par investissement dans un super-réseau puisse voir le jour, ces mesures ne suffiront pas, car **l'importance des fluctuations résultant d'une insertion croissante de sources intermittentes exigera la mise en place de moyens de stockages à l'échelle de ces fluctuations**.

Un des enjeux essentiels du "mix énergétique" du futur résidera donc dans la capacité du réseau à stocker l'électricité, et les promoteurs des énergies renouvelables sont à la recherche désespérée de moyens de stockage de l'électricité

Quels sont les moyens de stockage de l'électricité?

Le BCG n'a retenu que les quatre principaux capables d'assister un réseau dans le présent ou un avenir proche. Ils ont des capacités, coûts et performances différentes (figure 4).

figure 4

Exhibit 3. A-CAES, Hydrogen Storage, Batteries, and Pumped Hydroelectric Storage Are the Most Relevant Large-Scale Technologies

	Technological maturity	Key application focus	Site limitations	Public concerns
A-CAES ¹	Partially mature	Mainly for large-scale centralized applications	Most developed countries have the necessary potential storage caverns; Japan and Spain have very few potential sites, however	Little concern expected
Hydrogen storage	Has yet to be demonstrated on a large scale	Generally, very flexible in terms of capacity; particularly suitable for decentralized applications	No specific geological requirements	Potential for safety concerns; however, reference projects are running safely
Stationary batteries	NaS is relatively mature; redox flow remains to be demonstrated on a large scale ²	Generally, very flexible; particularly suitable for decentralized applications	No specific geological requirements	Few environmental concerns expected except for those related to the disposal of chemicals
Pumped hydroelectric storage	Mature	Very well suited for centralized applications; not yet implemented on a small scale	Europe, including Norway, has a limited number of potential sites left	Potential for environmental concerns, given the profound impact on landscapes

key disadvantage
 key advantage

source : Boston Consulting Group analysis

- Le plus connu et le plus puissant est le stockage d'eau en altitude par pompage nocturne et turbinage aux heures de pointe, ce sont les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage). La technologie est tout à fait mature, leur coût, assez variable selon les sites semble être dans l'ordre de grandeur de 5c€/kWh stocké, et les pays développés en sont déjà largement pourvus (environ 300 dans le monde). C'est ce type de stockage qui permet actuellement au Danemark d'exploiter un niveau élevé d'énergie éolienne en utilisant par son interconnexion les importants moyens de stockage hydraulique de la Norvège; en moyenne, 65% de l'électricité éolienne danoise est transférée en Scandinavie.

Mais leur capacité globale n'est pas à l'échelle des besoins futurs de compensation si le pourcentage de sources intermittentes atteint les valeurs évoquées dans les projets allemands. Les possibilités d'équipements supplémentaires sont limitées par le relief et l'occupation humaine des sols.

En grande Bretagne où il est envisagé d'installer 33 GW d'éolien, une absence de vent de 5 jours exigerait de disposer de 1200 GWh de STEP soit 40 fois plus que ce qui existe aujourd'hui. Dans l'Europe, pour stocker une semaine d'éolien, il faudrait à peu près 2500 GWh, pour probablement une centaine seulement existant auourd'hui.

Une idée développée par François Lempérière est de créer de telles stations en mer (STEM) en y construisant des îles ou presqu'îles permettant des dénivelés de l'ordre de 80 mètres se fondant dans le paysage; cette idée est à affiner, mais on peut craindre que les équipements électro-mécaniques fonctionnant sous ces chutes relativement faibles avec foty marnage soient très coûteux, car les STEP terrestres classiques exploitent des chutes de plusieurs centaines de mètres avec faible marnage.

- Un stockage de même nature mécanique, mais utilisant de l'air comprimé dans une caverne souterraine, a fait l'objet de quelques développements à moindre échelle, c'est le CAES (compressed air electricity storage) qui n'exige pas de relief, donc susceptible d'une plus large gamme géographique d'applications. deux seulement sont en service dans le monde, en Allemagne (Huntorf) et aux Etats-Unis en Alabama. L'air comprimé est utilisé pour entraîner le compresseur d'une turbine à gaz (dont généralement les 2/3 de la puissance est consommée par le compresseur), mais comme la chaleur de compression de l'air stocké est perdue, le rendement global du stockage est limité à environ 55% au lieu de 70% pour les STEP. Un développement est en cours vers un A-CAES (A=adiabatique) à meilleur rendement, où la chaleur de compression serait partiellement récupérée et compenserait le refroidissement de la détente finale. Une installation pilote est attendue vers 2013 et un développement industriel pourrait voir le jour vers 2025.
- Un autre moyen de stockage pour des puissances et des capacités plus modestes est le stockage chimique par accumulateur électrique (batterie). C'est le système de stockage qui atteint le meilleur rendement (~80%). Pour les applications stationnaires, les filières sodium-soufre et vanadium redox (VRBs) ont un potentiel intéressant pour les moyennes puissances et capacités. Le problème majeur est le prix de ce type de stockage qui reste élevé. Le BCG attend une baisse de prix de l'ordre de 30% dans les 10 ans, avec moins de 2000€ par kW, soit ~300 € par kWh de capacité pour le système complet.

Une idée qui accompagne actuellement le développement du véhicule électrique est que lorsque le parc de véhicules deviendra important, il pourrait jouer un rôle favorable à une plus large acceptation des énergies intermittentes, d'une part par la recharge nocturne des batteries qui atténuera l'écart de consommation diurne et nocturne, d'autre part par l'utilisation éventuelle des batteries de la partie du parc à l'arrêt comme soutien au réseau aux heures de plus forte demande en journée et en soirée, à partir des parkings de travail en journée et des garages individuels en soirée. Cette idée mérite d'être fouillée, car la capacité d'assistance au réseau n'est effectivement pas négligeable: dans l'hypothèse d'un parc de 10 millions de véhicules électriques stockant chacun 10kWh, cela fait 100GWh (la plus grande STEP française de Granmaison stocke environ 20 GWh), ce qui serait un apport considérable à la couverture de la pointe française de l'ordre de 80 GW, mais au prix d'une grande complexité. Et on ne peut oublier les obstacles psychologiques qui risquent de freiner le développement de ce moyen de stockage, le conducteur qui rentre chez lui en grande banlieue après sa journée de travail, sa batterie rechargée au parking, arrivera avec une batterie partiellement vidée et hésitera à mettre sa charge résiduelle à la disposition du réseau, pensant qu'un imprévu peut l'amener à réutiliser sa voiture ce soir, et qu'il ne pourra la mettre en recharge qu'après minuit. Par ailleurs, si une batterie est faite pour supporter 1000 cycles, cela signifie que chaque recharge paie un droit d'entrée égal au millième du prix de la batterie; si une batterie de véhicule électrique coûte 7500€, une décharge sur réseau va coûter à son propriétaire 7,5€ de droit d'entrée pour une décharge de 10kWh, ce qui met le kWh apporté au réseau à 75c€ Il est donc antiéconomique d'imaginer décharger

les batteries pour soulager le réseau. Bien sûr, une motivation financière serait donnée aux propriétaires de voitures électriques restant au parking, via la différence de prix kWh stocké et kWh déstocké, mais cette compensation devrait être très importante.

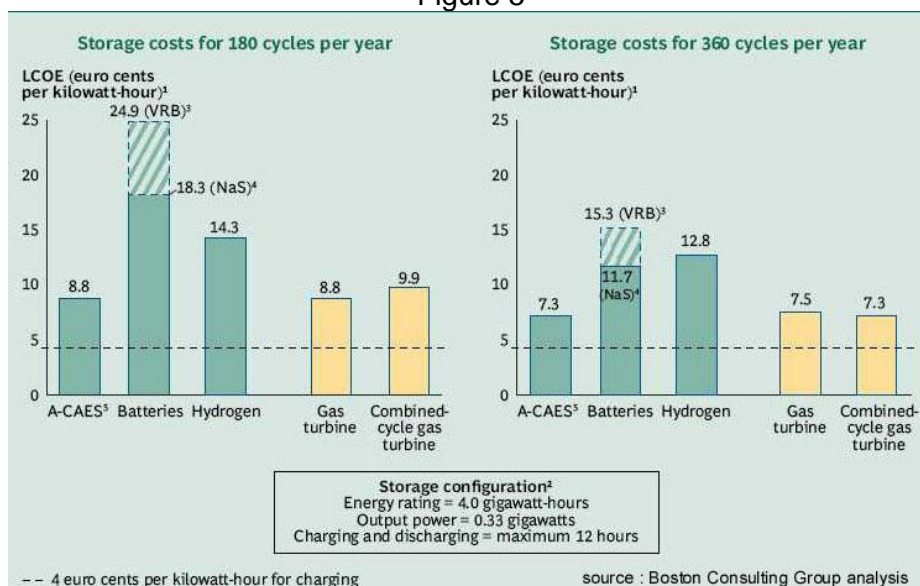
On en arrive au constat bien connu que l'avenir du stockage par batterie repose sur les progrès qui restent à faire pour baisser considérablement le coût, et augmenter sensiblement la capacité par unité de masse et la cyclabilité. Les accumulateurs à ion-lithium ont envahi le marché de l'électronique portable. Mais pour gagner les applications de réseau et le marché des véhicules électriques, il reste beaucoup de chemin à parcourir. Il faudra multiplier leur capacité de stockage par quinze pour égaler celle de l'essence, malgré le faible rendement des moteurs thermiques actuels.

Japonais, Coréens et Chinois composent le trio de tête des fabricants de batteries électriques de nouvelles générations, alors que les laboratoires européens et américains sont en pleine activité dans ce domaine. Dans un contexte mondialisé et concurrentiel, la recherche de matériaux performants, peu coûteux et simples à recycler, va donc devenir stratégique dans le développement des batteries.

- Le quatrième moyen de stockage, l'hydrogène, soulève beaucoup d'enthousiasme chez certains qui vont jusqu'à parler comme Jeremy Rifkin de l'avènement d'une civilisation de l'hydrogène, mais c'est à coup sûr le plus lointain. L'idée générale est d'utiliser l'électricité en excès pour produire par électrolyse de l'hydrogène que l'on stocke et que l'on brûle ensuite dans une centrale thermique sans émission autre que de l'eau. On peut imaginer que de grands stockages souterrains permettraient une compensation saisonnière des consommations car la même caverne peut contenir 65 fois plus d'énergie remplie d'hydrogène que remplie d'air comprimé comme dans les CAES. Mais les obstacles à lever sont le rendement qui est le plus faible parmi tous les moyens de stockage (~45%), un coût élevé, et un très net manque de maturité de la technologie des piles à combustibles pour des applications industrielles banalisées. Une préoccupation importante sera l'acceptation publique de tels stockages d'un gaz explosif s'il est mis en présence air.

La figure 5 donne une idée des des coûts relatifs de ces divers moyens de stockage selon BCG

Figure 5



Quels sont les moyens autres que le stockage pour accepter une forte intermittence?

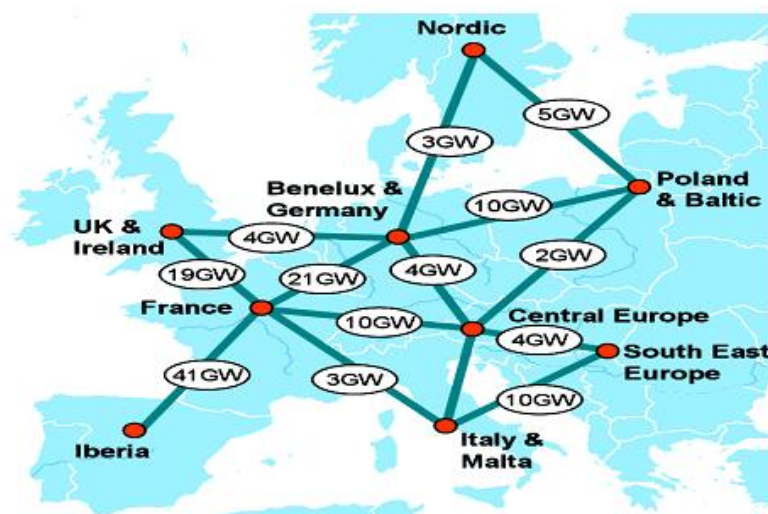
Les moyens de stockage supplémentaires à créer coûtant très cher, une réflexion s'est engagée sur la possibilité d'accepter une part croissante d'énergies intermittentes en ayant simplement recours à une mutualisation des défaillances par la construction d'un super-réseau THT intelligent (smart grid) capable de transporter sur de longues distances inter-européennes, voire incluant l'Afrique du nord, pour équilibrer les sources intermittentes propres au nord (vent) et celles propres au sud (soleil). "Avec le soleil dans le sud de l'Europe, des éoliennes réparties et de l'hydraulique essentiellement dans le Nord, la continuité de fourniture est assurée, il suffit de faire transiter".

Le projet le plus extrême est *Désertec* mettant à contribution le solaire de l'Afrique du nord pour ravitailler l'Europe. Que devient le souci d'indépendance énergétique de l'Europe si elle doit dépendre du soleil du sud de la Méditerranée?

Un projet plus modeste (figure 7) se limite à équilibrer le nord et le sud de l'Europe. On y voit que les puissances échangeables doivent être considérables, par exemple la liaison France-Espagne qui n'est que de ~1GW devant être multipliée par plus de 40.

L'investissement correspondant à un "Super Grid" peut être évalué à environ 500 milliards €. Un tel réseau suffira-t-il à résoudre le problème des intermittences?

Figure 6 Le super réseau européen : Extrait de « Outlook for German Generation portfolio in the future » RWE – Présentation Matthias Dürr 13/10/2010 à Bruxelles.



Alors ? Est-il possible d'accepter des niveaux élevés d'intermittence ?

Nous avons un sentiment d'impasse :

- On ne voit pas comment réaliser les gigantesques stockages qui seraient nécessaires pour aller vers des scénarios à 80% d'énergies renouvelables dont le plus grande part seraient intermittentes.
- Lorsqu'on songe aux difficultés sociétales rencontrées pour implanter la moindre nouvelle ligne haute tension et aux délais qui en résultent, on imagine mal la construction d'un super-réseau plusieurs fois plus puissant que celui qui existe. S'il faut enterrer les lignes pour les faire accepter, l'investissement fait un nouveau bond.

On en est arrivé là par sous-estimation du problème de l'intermittence accompagnant les nouvelles énergies renouvelables que sont l'éolien et le solaire.

La perception bucolique initiale des énergies solaire et éolienne comme des énergies douces et décentralisées, porteuses d'une autonomie "australienne" (car en Australie beaucoup de fermes isolées fonctionnent effectivement sur ce schéma), avec chacun son panneau solaire sur le toit et l'éolienne à côté pour sa consommation personnelle, s'est totalement effacée avec la croissance rapide de ces énergies, comme une conséquence mal prévue de leur intermittence, aggravée par une législation d'encouragement comportant une obligation d'achat à des tarifs qui a favorisé la spéculation financière plutôt que l'écologie.

On ne peut en effet plus parler d'énergie décentralisée, déjà actuellement pour l'éolien qui se transforme en fermes d'éoliennes à terre et surtout en mer, groupées principalement dans les zones géographiques venteuses de l'Europe du nord, dont il faut exporter l'énergie en excès pendant les périodes de forte production, et qu'il faut ravitailler en électricité venant d'ailleurs pendant les périodes de hautes pressions sans vent, ce qui exige un énorme renforcement des lignes de transport à très haute tension.

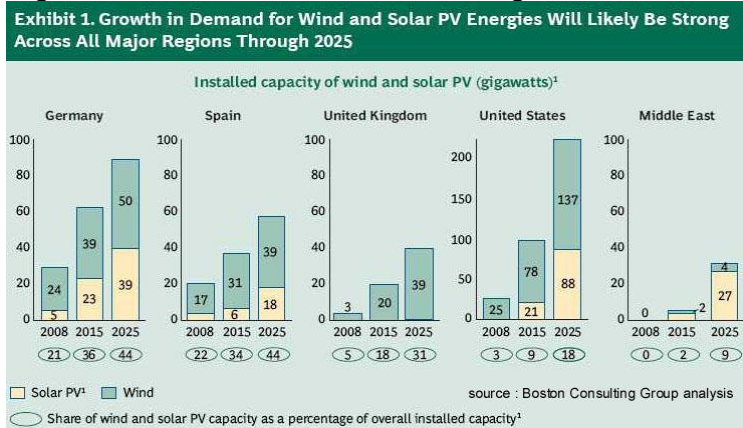
Cette disparition de l'idée d'énergie décentralisée gagne progressivement le domaine du solaire, qui aurait pu être un modèle d'énergie décentralisée avec des panneaux solaires photovoltaïques (PV) et thermiques contribuant par autoconsommation à alléger la consommation d'énergie importée du réseau d'électricité ou de gaz, mais comme nous ne sommes pas en Australie et que le réseau EDF n'est jamais loin, c'est un solaire PV connecté au réseau qui s'est développé, évitant au possesseur d'un panneau PV les ennuis de l'intermittence en lui permettant de puiser sur le réseau lorsque le soleil fait défaut. Mais les incitations financières au développement du solaire PV ont été d'emblée si élevées qu'il est devenu plus profitable pour le particulier de revendre toute son énergie PV à EDF à 60 c€/kWh plutôt que de la consommer, et de continuer à acheter à EDF sa propre consommation à un tarif 4 ou 5 fois moins cher, à charge pour le gestionnaire de réseau de transporter et distribuer cette énergie PV intermittente revendue, et à charge pour le consommateur de payer la différence à travers la CSPE³ car le surcoût généré par l'achat de l'électricité photovoltaïque, qui va peser sur les consommateurs domestiques alors que les bénéfices seront captés par les citoyens aisés, propriétaires de leurs villas, et par les financiers et investisseurs (il suffit de consulter les publicités scandaleuses des installateurs pour s'en convaincre : "*Si vous ne le faites pas pour la Terre, faites le pour l'argent*", comme l'écrivent certains promoteurs.

Ce constat a conduit tardivement les pouvoirs publics de tous les pays d'Europe qui avaient suivi la même voie et se sont trouvés face aux conséquences financières de cet effet d'aubaine, à réduire ces incitations en 2010 et 2011. L'Allemagne a estimé avoir dépensé 13 milliards d'euros en 2010 pour soutenir les énergies renouvelables

Mais les tarifs d'achat obligé restent toutefois suffisamment attractifs pour assurer une continuation de la croissance des énergies renouvelables intermittentes, comme le montre la figure 7 extraite du rapport du BCG.

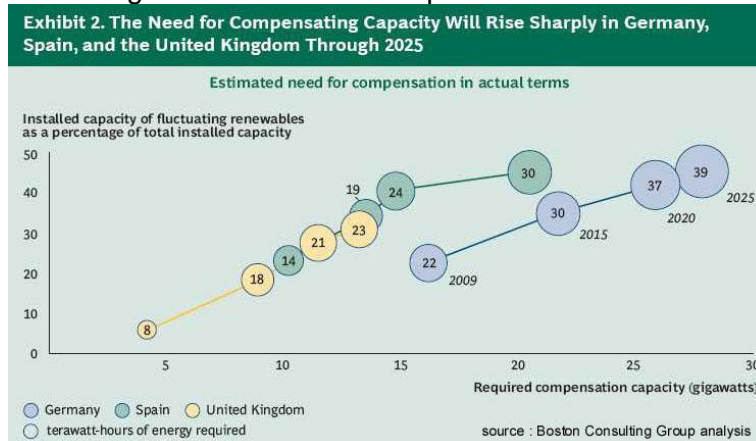
³ Contribution au service public de l'électricité, qui, pour maintenir un tarif unique réglementé, mutualise notamment les surcoûts de production dus à obligation d'achat des énergies renouvelables générées par des particuliers

Figure 7 croissance attendue des énergies intermittentes



Cette croissance va mettre en évidence un besoin croissant de surinvestissement dans des moyens de compensation des intermittences (figure 8)

Figure 8 Besoins de compensation attendus



C'est donc un problème qui va émerger lorsque le taux d'énergie intermittentes dans le bouquet énergétique va atteindre un niveau révélateur. La logique des marchés financiers ne permettra pas d'investir suffisamment dans ces moyens de stockage. Des incitations financières des gouvernements seront nécessaires s'ils veulent atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES qu'ils se sont fixés au moyen d'une part très élevée d'énergies intermittentes dans le mix énergétique.

Si on cherche à comprendre l'origine de ces schémas énergétiques basés essentiellement sur des énergies intermittentes, on la trouve dans les pays charbonniers comme l'Allemagne et l'Espagne qui ont fait le choix de l'éolien et du solaire parce qu'ils s'étaient contraints à conserver pour longtemps leur charbon national comme combustible principal pour produire leur électricité, et parce qu'ils ont pris l'option politique anti-nucléaire.

Comment en effet résoudre le problème du développement énergétique où la part électrique va croître, avec les deux contraintes de réduire les émissions de CO2 pour des raisons climatiques, et de ne pas utiliser l'énergie nucléaire par décision politique? Que reste-t-il d'autre que les énergies renouvelables, et comme parmi elles l'hydraulique est presque saturé dans les pays développés et que la biomasse a peu de vocation à devenir une énergie électrique, il ne reste en gros que l'éolien et le solaire, tous deux intermittents.

C'est pourquoi nous voyons éclore des études émanant de sources d'inspiration allemande :

- "European Climate Foundation" a présenté à la Commission Européenne en avril 2010 une étude « roadmap 2050⁴ » intitulée : « Practical guide to a prosperous, low carbon Europe ». Il s'agit d'un scénario devant permettre sans nucléaire de réduire de 80 % (diviser par 5) les émissions de gaz à effet de serre (en pratique le CO2) dues à l'énergie dans l'Europe des 27.
- L'étude « Vision 2050 » établie par l'Öko-Institut de Berlin sur demande du Groupe des Verts au Parlement européen présente un scénario où l'Europe des 27 pourrait réduire d'ici 2050 ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 90 % par rapport à 1990 sans nucléaire.
- En France, une analyse critique de ces études a été menée au sein de SLC (Sauvons le climat) par MM. Claude Acket Pierre Bacher, à partir de leur étude "Negatep" portant sur la France, extrapolée à l'Europe. On peut résumer ainsi les conclusions de ces analyses:
 - Conclusions sur ECF : Le développement massif des électricités éolienne et solaire, accompagnées de la création d'un hyper réseau très haute tension permettant de mutualiser leurs défaillances, tels que proposés par les scénarios ECF, nécessite des investissements très lourds et entraîne des coûts de l'électricité environ deux fois plus élevés que ceux engendrés par un scénario du type Négatep. L'Europe peut difficilement supporter un tel handicap face à la concurrence économique mondiale.
 - Conclusions sur VISION : Les verts, excluant le nucléaire, misent sur de très fortes économies d'énergie, la consommation par habitant étant divisée par plus de 2, ce qui suppose des progrès technologiques et des changements fondamentaux de mode de vie. Un tel niveau d'effort, est-il socialement acceptable ?
 Dans le scénario "vision", le très fort recours aux renouvelables comprend :
 - un énorme contenu en biomasse (42% de l'énergie finale) pour les usages thermiques (chauffage et biocarburants) qui ne peut être obtenu sur les seules réserves au sein de l'Europe et qu'il faut donc importer.
 - Un énorme contenu d'éolien et de solaire pour les usages électriques, donc fortement intermittent, or la question de l'intermittence de production électrique n'est même pas évoquée. Suffit-il d'un « Super réseau intelligent » pour résoudre la question ? On peut avoir des doutes.

On ne peut que constater le contraste entre ces visions extrémistes prévoyant au milieu du siècle 80 ou 90% d'énergies renouvelables dans l'énergie électrique sans traiter ce problème de l'intermittence, et les prévisions de Total, qui voit en 2030 les énergies fossiles conventionnelles assurant toujours plus de 70 % des besoins énergétiques globaux de la planète, en partant des 85 % actuels.

Quelques bonnes lectures sur www.sauvonsleclimat.org

- [1] Prévisions du futur énergétique de l'Allemagne, comparaison avec France Négatep
- [2] Suggestions / contributions pour la refonte de la politique énergétique européenne.
- [3] *Comparaison du scénario ECF "roadmap 2050" et une extrapolation du scénario SLC-Négatep au niveau européen "*
- [4] Réflexions sur le grand marché européen de l'électricité
- [5] La vision énergétique des verts européens

⁴ www.roadmap2050.org