

Les caractéristiques des énergies intermittentes électriques sont-elles problématiques ? Les particularités techniques du solaire et de l'éolien

Par Jean-Louis BAL* et Cédric PHILIBERT**

La variabilité (1) de certaines énergies renouvelables (principalement de l'éolien et du solaire photovoltaïque) pose des problèmes réels souvent mal compris et surestimés. La variabilité n'est pas une nouveauté pour les gestionnaires de réseaux électriques. Ceux-ci doivent constamment faire face aux variations de la demande d'électricité ainsi qu'aux incidents susceptibles d'affecter les outils de production ou les réseaux de transport et de distribution.

L'introduction dans les réseaux de renouvelables variables augmente certes le besoin de flexibilité, mais elle ne le crée pas, et l'on peut, par ailleurs, travailler à augmenter cette dernière. Examinons donc la situation française à court terme (à l'horizon 2020), puis les questions qui se posent pour la plupart des réseaux à plus long terme, avant de revenir sur les spécificités françaises.

Pour l'objectif 2020, la variabilité des énergies renouvelables n'est pas un souci

Afin d'atteindre 23 % d'énergie de sources renouvelables dans l'énergie finale, l'objectif que la France s'est assigné dans le cadre de la directive européenne dite « 20-20-20 » (20 % de renouvelables, 20 % de CO₂ en moins et 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique, ce qui conduirait à 27 %, voire à 28 % de la consommation d'électricité renouvelable), la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) prévoit, notamment, l'installation de nouvelles capacités de production électrique : 25 000 MW de capacités éoliennes (dont 6 000 MW *offshore*), 5 400 MW de solaire (photovoltaïque pour 90 %, et thermodynamique pour les 10 % restant), 2 300 MW de biomasse et 2 500 MW d'hydroélectricité à l'horizon 2020, sans oublier un renforcement (de 3 000 MW) des capacités de transfert d'énergie par pompage hydraulique.

Le développement de ces capacités de production à cet horizon constitue une modification sensible de l'offre de production du système électrique, qui est donc amené à s'adapter à ces nouvelles formes de production.

Le premier enjeu concerne la capacité d'accueil du réseau électrique : si nos territoires bénéficient d'importantes ressources naturelles renouvelables, il est fondamen-

tal de pouvoir injecter l'électricité produite sur le réseau. À titre d'illustration, s'agissant de l'éolien, filière pour laquelle les besoins de créations de capacités sont les plus importants, les projets de parcs dans les zones les plus ventées sont aujourd'hui fortement contrariés par le manque de capacité d'accueil du réseau électrique.

Lors de la concertation du Grenelle de l'Environnement, RTE avait aussi souligné que le raccordement des 19 000 MW éoliens terrestres nécessiterait un milliard d'euros d'investissement dans le réseau de transport. Malheureusement, l'anticipation de l'arrivée de ces nouvelles capacités de production a été difficile et les gestionnaires de réseaux comme les porteurs de projets sont aujourd'hui dans l'attente d'une vision précise des zones de développement des nouveaux moyens de production et des créations de capacités d'accueil y répondant. À ce titre, les professionnels ont des attentes très fortes concernant la mise en œuvre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables institués par la loi « Grenelle 2 », prévoient la création anticipée de capacités d'accueil et la réservation de celles-ci au profit de ces nouvelles formes de production.

En ce qui concerne les réseaux basse tension, le développement du photovoltaïque résidentiel incarne le changement fondamental ayant lieu aujourd'hui : l'apparition de

sites de production diffus à l'aval de réseaux électriques prévus initialement pour distribuer de l'électricité produite en amont. Cela constitue un enjeu majeur pour les réseaux de distribution, qui pourront désormais tirer pleinement profit des performances électriques des installations photovoltaïques présentes sur leurs réseaux (diminution des transits, fourniture ou absorption d'énergie réactive, fonctionnement en régulation de tension...).

Le deuxième enjeu concerne la gestion du système électrique et son adaptation au développement de nouvelles installations de production dites *fatales*. Sur ce point, il convient, tout d'abord, de rappeler que le système électrique est aujourd'hui conduit de manière à gérer une consommation subissant des variations d'une vingtaine de GW dans une même journée et qu'il est dimensionné pour faire face instantanément à des événements imprévus, tels que des pannes subites de groupes de production (jusqu'à 1 500 MW) ou des erreurs de prévision météorologique (un degré d'écart en moins, en hiver, se traduit par la consommation de 2 300 MW supplémentaires). En France, grâce au dispositif IPES (Insertion de la Production Éolienne et Photovoltaïque sur le Système) de RTE, la production éolienne est suivie en temps réel. De plus, cette production est prévue la veille pour le lendemain avec une précision satisfaisante, limitant ainsi très fortement les incertitudes sur les volumes produits. L'aléa résiduel (celui lié aux erreurs de prévision) reste très inférieur aux autres aléas auxquels doit faire face le système.

Dans sa contribution au débat public relatif à l'éolien en mer (2), RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, souligne que « l'intermittence de la production éolienne ne représente donc qu'un aléa parmi beaucoup d'autres » et que « sous réserve d'une répartition géographique équilibrée et d'un développement adapté du réseau de transport, l'insertion de 20 000 MW d'éolien dans le système électrique français apparaît réalisable ». Ainsi, l'observabilité et la prévisibilité des productions « fatales » est actuellement l'enjeu principal de leur insertion à grande échelle sur le système électrique métropolitain. Le photovoltaïque (dont les capacités installées se développent) est également concerné et sa prise en compte par RTE dans le dispositif IPES est en cours (3).

En réalité, les différents facteurs de variabilité dans la production électrique flexible, avant de s'additionner partiellement, se masquent les uns les autres : de ce fait, l'introduction de renouvelables variables au niveau actuel ne crée pas de besoin d'investissement supplémentaire. Seuls les aléas de production les plus importants dimensionnent les besoins de marge. Ces aléas sont actuellement en France de l'ordre de 3 000 MW en été et de 4 500 MW en hiver, nous dit RTE. Couvrant les aléas les plus significatifs – erreur de prévision météorologique en hiver, par exemple – les marges correspondantes sont *a priori* suffisantes pour répondre aux aléas de moindre importance, comme ceux liés aux productions éolienne et photovoltaïque.

Naturellement, ces aléas doivent être analysés à l'échelle des réseaux, et non installation par installation. La variabilité est grande à l'échelle d'une éolienne ou d'un système photovoltaïque, mais elle est bien moindre, globalement.

L'ensemble des éoliennes peut certes avoir une production totale très faible à certains moments, et beaucoup plus forte à d'autres, et les systèmes photovoltaïques tombent tous à zéro la nuit, mais la vitesse d'évolution de leur puissance cumulée est bien plus faible qu'à l'échelle individuelle, et sa prévisibilité est supérieure.

Si l'insertion des renouvelables variables ne pose donc pas de difficultés techniques significatives à l'horizon 2020, on peut cependant s'interroger sur leurs conséquences en termes d'émissions de gaz à effet de serre dans notre pays, dont la production électrique est faiblement carbonée en raison de l'importance qu'y prennent l'hydroélectricité et, surtout, le nucléaire. Mais, là encore, il faut plutôt raisonner en termes européens du fait des interconnexions internationales. Contrairement à une opinion largement répandue, ce sont moins tant des kWh nucléaires français que les éoliennes françaises déplacent que des combustibles fossiles brûlés ailleurs en Europe, comme le relève RTE : « Grâce aux capacités d'interconnexion, le recours aux moyens de production les moins chers est fondamentalement recherché à l'échelle européenne, et non du seul Hexagone. Compte tenu de la très forte proportion d'électricité produite à partir d'énergie fossile en Europe, y compris en base, chaque kWh éolien produit en France (ou ailleurs sur le sol européen) vient donc, en pratique, se substituer, dans la très grande majorité des cas, à un kWh qui aurait été tiré d'énergies fossiles quelque part en Europe. Du point de vue du bilan énergétique, la production éolienne (et plus généralement, renouvelable) vient donc limiter le recours aux centrales thermiques fossiles en Europe, et les émissions de CO₂ associées. »

Cependant, il faut voir au-delà des 25 000 MW d'éolien et des 4 860 MW de photovoltaïque (PV) prévus pour 2020, alors que l'on débat en Europe d'objectifs pour les renouvelables à l'horizon 2030... et que le Syndicat des énergies renouvelables plaide pour un rehaussement de l'objectif « PV » à 20 000 MW pour 2020.

Nous allons voir que le problème n'est pas principalement d'ordre technique, mais plutôt d'ordre économique.

Au-delà de 2020 – Le cas général

Comme nous l'avons déjà dit : tous les réseaux électriques bénéficient d'une certaine flexibilité. Les sources de cette flexibilité peuvent être regroupées en quatre catégories principales : les interconnexions, la gestion de la demande (notamment de la demande de pointe), la flexibilité des divers moyens de production et, enfin, le stockage. Examinons-les brièvement, tour à tour :

- ✓ Les interconnexions, tout d'abord : l'équilibre à chaque instant entre production et consommation n'a besoin d'être réalisé que globalement, à l'échelle de l'ensemble du réseau interconnecté. Tout kW appelé doit être produit, mais peu importe la nature de la source de ce kW et sa localisation.
- ✓ La gestion de la demande de pointe : si la maîtrise de la demande vise à réduire les consommations d'électricité en général, la maîtrise de la demande de pointe permet de réduire ladite demande, qu'il faut ici

comprendre comme étant la demande de pointe nette de l'électricité générée par les renouvelables variables. Typiquement, la gestion de la demande de pointe repose sur une information en temps réel et une incitation tarifaire, et elle utilise les possibilités de report dans le temps de certaines consommations, en particulier grâce au stockage chez l'utilisateur (pour ce qui concerne les applications thermiques). Le compteur jour-nuit pour les chauffe-eau en est l'illustration la plus classique. Les possibilités qu'offre cette gestion sont à peine explorées à ce jour.

- ✓ La flexibilité des moyens de production : tous les moyens de production sont plus ou moins flexibles, c'est-à-dire qu'ils sont susceptibles d'augmenter ou de réduire leur production. Cependant, les vitesses d'évolution de celle-ci varient fortement, ainsi que leurs amplitudes. L'hydraulique de barrage offre la flexibilité la plus grande, tandis que les centrales nucléaires et celles à charbon présentent les vitesses de changement et les plages de variation les plus faibles. Les centrales à gaz à cycle combiné, et plus encore les turbines à combustible, sont les moyens de production à partir de combustibles fossiles qui offrent la plus grande souplesse.
- ✓ Le stockage d'électricité en réseau repose quasi exclusivement dans le monde, notamment en France, sur les stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP).
- ✓ La capacité des réseaux électriques à intégrer des renouvelables variables d'un point de vue technique est très souvent sous-estimée. Des études de cas réa-

lisées par l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA, 2011a) l'ont pourtant estimée entre 19 et 63 % (voir la figure 1 ci-dessous).

Le développement des connexions internationales permet non seulement d'augmenter le foisonnement des centrales de technologie analogue, mais aussi d'accroître les complémentarités entre différentes technologies faisant appel à des ressources primaires différentes. En particulier, en Europe du Nord, nous voyons se développer des interconnexions entre la Suède, et surtout la Norvège, le château d'eau de l'Europe, et les pays voisins à fort potentiel éolien, comme le Danemark, les Pays-Bas, l'Allemagne et la Pologne.

Il faut également jouer sur les complémentarités entre les diverses sources d'énergie renouvelable. On peut, par exemple, souligner que l'hydraulique permet de réguler la variabilité à court terme d'un parc éolien, grâce aux réserves accumulées dans les barrages (sans même faire appel aux STEP), mais que sa disponibilité varie d'année en année de façon significative en fonction des précipitations. À l'inverse, le productible éolien, qui est très variable à court terme, ne varie que fort peu d'une année sur l'autre. De même, le vent et le soleil présentent une bonne complémentarité d'une saison à l'autre, le productible éolien étant plus important en hiver, et le productible solaire plus fort en été. En Europe, un mix de 40 % de solaire et de 60 % d'éolien épouse d'assez près les variations saisonnières de la demande, qui est globalement plus forte en hiver, même si cela n'est pas le cas dans la zone la plus méridionale (voir la figure 2 de la page suivante), réduisant d'autant les besoins de stockage de longue durée ou l'appel à d'autres sources primaires.

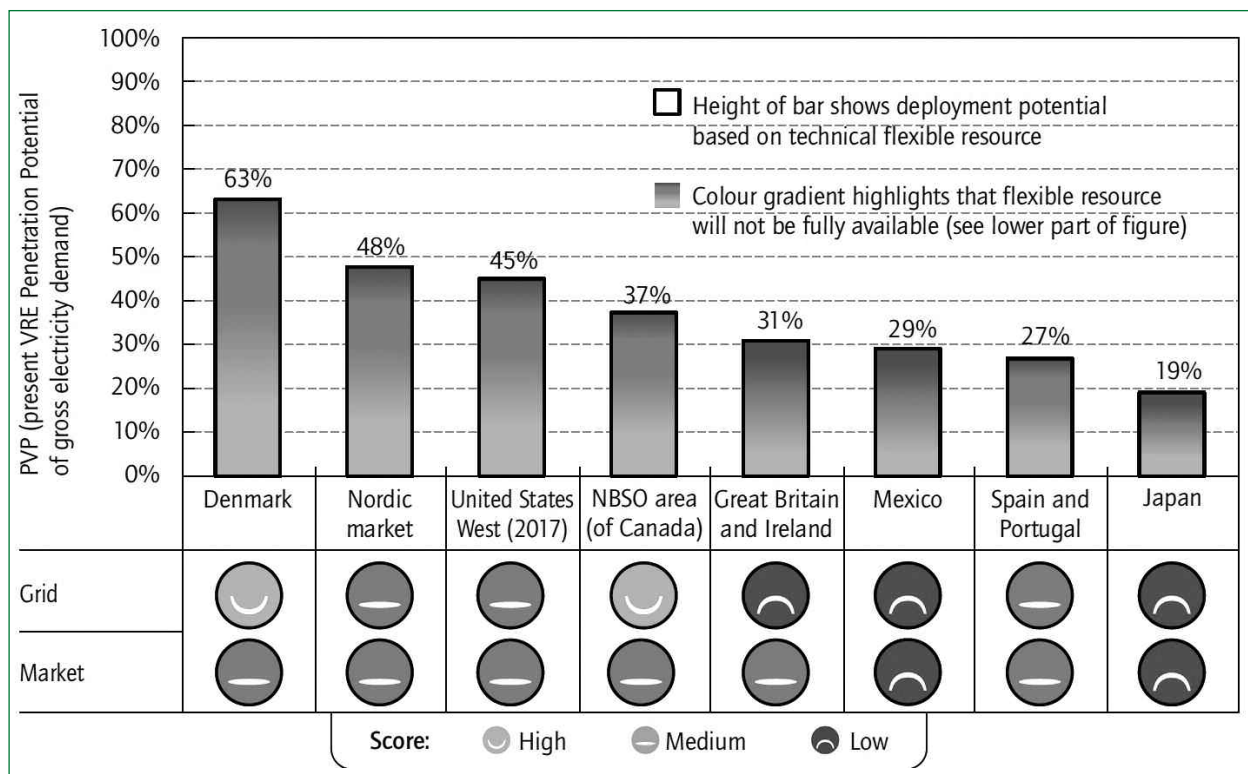


Figure 1 : Potentiels actuels de déploiement des renouvelables variables.
Source : IEA, 2011a.

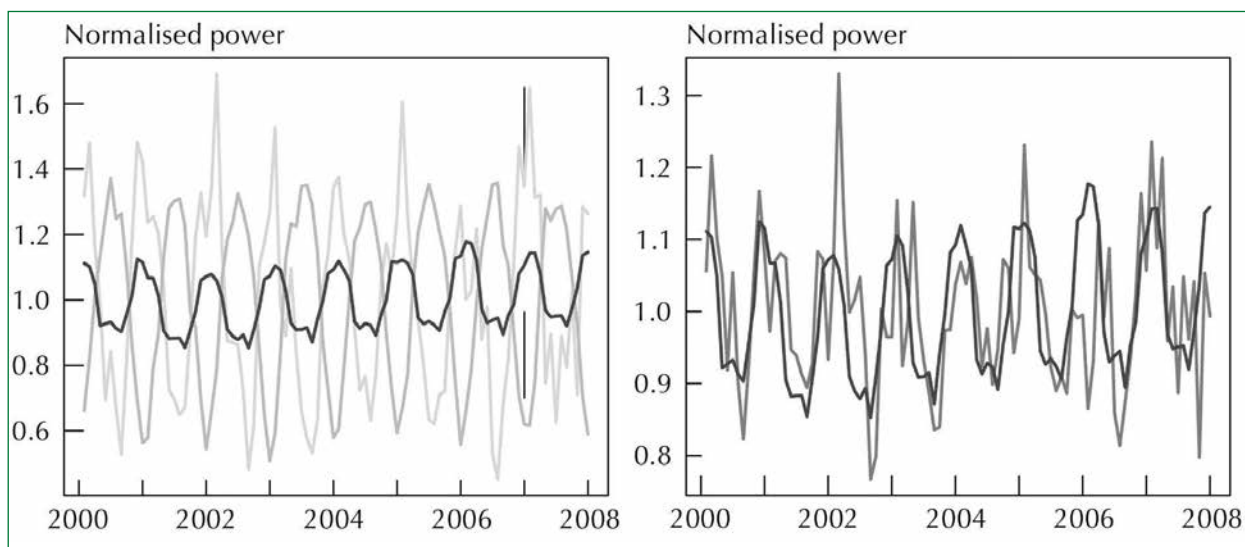


Figure 2 : Variations saisonnières comparées de la demande d'électricité en Europe et de la production d'un mix éolien (60 %) et solaire (40 %).

Figure de gauche : Courbe à plus forte amplitude : la production éolienne. Courbe intermédiaire : la production solaire. Courbe centrale : la demande électrique.

Figure de droite : Courbe à plus forte amplitude : la production d'un mix 60 % éolien et 40 % solaire. Courbe centrale : la demande électrique.

Source : D. Heide *et al.*, rep. IEA, 2011b.

La flexibilité des moyens de production classiques est elle aussi susceptible d'évoluer. En particulier, si, en Europe, l'hydraulique augmente désormais lentement, on pourrait envisager, à taille de réservoirs et apports naturels inchangés, d'augmenter sensiblement la capacité électrique des installations afin de les orienter plus nettement vers l'effacement des pointes nettes (IEA/MNE Brazil, 2012). Le potentiel de développement des STEP reste important, notamment dans les installations en cascade que l'on peut équiper de systèmes de pompage pour remonter l'eau des barrages inférieurs vers les barrages supérieurs, et donc sans qu'il soit besoin de créer des réservoirs supplémentaires. Dès que l'on vise des durées de stockage courtes, la création de réservoirs supplémentaires (quand le relief rend celle-ci possible) n'entraîne pas la mobilisation de superficies significatives, contrairement à l'hydraulique classique qui permet d'accumuler les précipitations de plusieurs semaines, voire de plusieurs mois.

Le scénario « 450 » du plus récent *World Energy Outlook* de l'AIE (IEA, 2012a), qui est compatible avec une stabilisation du réchauffement global autour de 2°C, envisage ainsi, pour l'Europe, un mix de 59 % de renouvelables et de 26 % de nucléaire en 2035. Une variante du scénario équivalent, le 2 DS Hi-Ren des *Energy Technology Perspectives* de la même agence (IEA, 2012b) prévoit pour l'Europe un mix comportant 43 % de variables renouvelables, pour un total de 73 % de renouvelables, les renouvelables considérées comme non variables (l'hydraulique, l'électricité ex-biomasse, la géothermie et le solaire thermodynamique présent principalement dans la péninsule ibérique) contribuant largement à l'intégration des variables.

Dans une perspective mondiale à encore plus long terme, on pourra distinguer trois grands types de zones du point de vue des ressources, selon un autre ouvrage de l'AIE, ses *Solar Energy Perspectives* (IEA, 2011b) : les zones bien ensoleillées et arides, où le solaire thermodynamique, avec ses capacités intrinsèques de stockage thermique de courte période, d'excellente efficacité aller-retour, permet d'intégrer des quantités importantes de renouvelables variables éoliennes et solaires photovoltaïques (voir l'encadré), les zones ensoleillées mais plus humides, de type équatorial, où l'hydraulique devrait fournir les capacités d'intégration souhaitées, enfin, les zones tempérées, comme l'Europe, où l'énergie renouvelable (principalement répartie en trois grandes masses : solaire photovoltaïque, éolien et hydraulique) est susceptible, dans l'état actuel des technologies, de rendre nécessaire un recours à des capacités fossiles flexibles pour « passer les pointes » sans sur-dimensionner les stockages dont la rentabilité économique se détériore rapidement quand chute leur fréquence d'utilisation. Les énergies marines sont prometteuses, mais on ne connaît encore pas grand-chose de leurs coûts et de leur disponibilité réels. Leur grande prévisibilité pourrait cependant être un atout considérable dans la constitution d'un mix électrique majoritairement renouvelable.

Le cas français

En France, les outils de flexibilité qui sont aujourd'hui en place (5 000 MW de STEP – bientôt 8 000 MW si les objectifs de la PPI sont respectés –, 9 000 MW de lacs de barrage, 24 000 MW de centrales thermiques à flamme et

Deux formes d'électricité solaire

Le solaire photovoltaïque (PV) et le solaire thermodynamique sont assez différents, mais complémentaires.

Le premier peut être développé sous la forme d'assemblages de toutes tailles, allant de quelques centimètres carrés (sur une montre) jusqu'à plusieurs hectares (dans une grande centrale au sol).

Son domaine de prédilection sera toutefois l'enveloppe des bâtiments existants ou à construire, principalement les toits, mais également les façades ou les surfaces voisines (couvertures de parkings, par exemple), dans les secteurs résidentiel et commercial.

Techniquement, les surfaces disponibles permettraient de couvrir de 15 % des besoins au Japon à 55 % des besoins aux Etats-Unis (le Nouveau Monde bénéficiant d'un ensoleillement plus important que l'Ancien). Là, proche des lieux de consommation, le photovoltaïque entrera en compétition avec le prix de détail de l'électricité du réseau, plus chère que l'électricité aux bornes des centrales à charbon, à gaz ou nucléaires.

Par ailleurs, le photovoltaïque utilise toute lumière, que celle-ci soit *directe*, quand le soleil est visible, ou *diffuse*, quand il se cache derrière les nuages.

Le solaire thermodynamique, lui, n'utilise aujourd'hui que la lumière directe, qu'il concentre au moyen de miroirs sur de petites surfaces absorbantes afin d'atteindre des températures de plusieurs centaines de degré, et son domaine d'élection est plutôt une centrale de plusieurs dizaines ou centaines de mégawatts, située en régions semi-arides : l'Afrique du Nord, le Moyen-Orient, l'Afrique du Sud, l'Inde, l'Australie, le Sud-ouest des Etats-Unis, le Mexique, le Nord du Chili, le Tibet, le Xinjiang et, potentiellement, la Mongolie intérieure, le Rajasthan et le Gujarat en Inde...

Une autre différence importante tient aux manières de gérer la variabilité de la ressource. Stocker l'électricité coûte cher aujourd'hui, bien plus que stocker de la chaleur. Le photovoltaïque, qui pourra produire jusqu'à 10 % environ de l'électricité totale, utilisera surtout comme stockage le réseau, en lui envoyant, aux heures les plus ensoleillées, tout excédent local de production, et en s'appuyant sur lui pour compenser les déficits. Il y a souvent une assez bonne coïncidence entre l'ensoleillement et la consommation d'électricité, mais cette coïncidence est loin d'être totale. Dans de nombreux pays en développement, la demande est plus forte au coucher du soleil, car elle reste tirée par l'éclairage. Dans les pays allant de tempérés à froids, la demande est plus forte en hiver qu'en été. Les centrales thermodynamiques, en stockant la chaleur solaire avant de produire l'électricité, dissocient l'une de l'autre, ce qui permet de faire mieux coïncider – sur un rythme quotidien – la production avec les pointes de demande, ce qui augmente beaucoup la valeur de l'électricité solaire. Elles peuvent également être hybridées avec un appoint fossile, voire servir d'économiseur de combustible sur une centrale aujourd'hui fossile. À plus long terme, il deviendra intéressant de produire de l'électricité solaire jour et nuit, une option dont la centrale solaire à tour Gemmasolar, en Espagne, démontre déjà la viabilité commerciale – la démonstration technique a été faite aux Etats-Unis, il y a déjà douze ans de cela, après que les autorités françaises eurent décidé (sans avoir pris le temps de la réflexion) d'arrêter la centrale Thémis, à Targassonne dans les Pyrénées.

8 000 MW d'interconnexions électriques avec les pays voisins) permettent sans doute d'intégrer significativement plus que les 25 000 MW d'éolien prévus pour 2020 (peut-être jusqu'à 40 000 MW d'éolien, voire davantage). Un parc éolien de 40 000 MW délivre en France une puissance moyenne de 8 500 MW, avec des oscillations de +/- 100 % autour de cette moyenne. Une puissance d'appoint de 8 500 MW serait donc suffisante pour gérer 40 000 MW éoliens installés.

La pénétration du solaire photovoltaïque dans les réseaux pose, quant à elle, des problèmes d'une autre nature, moins technique qu'économique. Les coûts éventuels du renforcement des réseaux ne paraissent pas devoir poser problème – le caractère fortement décentralisé de la production photovoltaïque est susceptible d'entraîner des économies de réseau aussi bien que des investissements addi-

tionnels, une étude précise reste à faire pour déterminer le solde. En revanche, le fait que la production photovoltaïque soit fortement concentrée dans le temps, plus que son aspect aléatoire, est susceptible, à fortes doses, d'entamer la rentabilité économique des centrales nucléaires. En effet, si celles-ci sont susceptibles d'un certain suivi de la demande nette, leur rentabilité repose sur un fonctionnement aussi continu que possible à pleine puissance (voir NEA, 2012). Mais il convient d'abord d'apprécier le développement à venir du photovoltaïque en fonction de l'apparition de la parité réseau (qui est atteinte lorsque le coût du kWh photovoltaïque produit rejoint le prix de vente de l'électricité) et des possibilités d'autoconsommation ainsi offertes de ce fait aux producteurs.

Or, le prix des systèmes photovoltaïques a connu des baisses considérables jusqu'à aujourd'hui, on peut construire

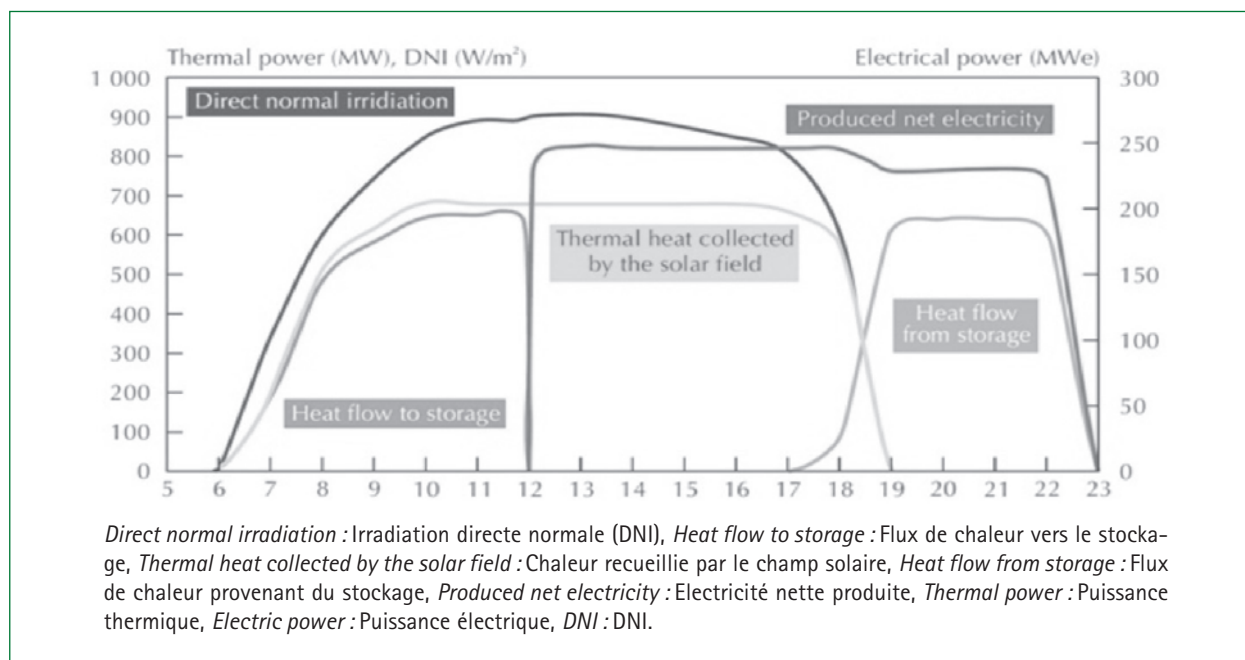


Figure 3 : Principe de fonctionnement d'une centrale solaire jour et nuit avec stockage thermique et appoint fossile. Source : ACS Cobra.

Les deux formes d'électricité solaire (photovoltaïque et thermique) nécessiteront que les réseaux d'électricité évoluent vers plus de flexibilité et plus d'intelligence pour être à même de gérer la variabilité du photovoltaïque (et surtout celle de l'éolien) avec de nouvelles lignes de transport en courant continu, de grande longueur, limitant les pertes et les emprises au sol, et franchissant les mers, pour apporter l'électricité solaire thermodynamique à un plus grand nombre de consommateurs..., en plus des grandes villes que sont Valence, Casablanca, Alger, Tunis, Tripoli, Alexandrie, Le Caire, Khartoum, San Diego, Los Angeles, et bien d'autres encore.

Néanmoins, mieux vaut aujourd'hui combiner les deux formes d'électricité solaire pour permettre aux gestionnaires de réseaux de bénéficier du stockage peu coûteux de l'électricité solaire thermodynamique. C'est plus simple en Afrique du Nord qu'en Europe, où le potentiel endogène se limite à l'extrême sud du continent.

Desertec, Transgreen et le Plan solaire méditerranéen sont nés de ce constat : l'Afrique du Nord dispose de telles ressources qu'elle peut sans difficulté satisfaire les besoins d'électricité de ses populations et de ses industries avec de l'électricité solaire (et éolienne), et en exporter des quantités importantes vers l'Europe, ce qui pourra l'aider à financer l'essor de ladite électricité. Les promoteurs de Desertec se sont fixé comme objectif une contribution à hauteur de 15 % de l'approvisionnement électrique de l'Europe (une limite plus politique que technique, car rien, sinon la peur d'une nouvelle dépendance, ne ferait obstacle à ce que l'Europe importe davantage d'électricité solaire et éolienne produite en Afrique du Nord).

des centrales au sol pour 1,2 euro par watt, amenant le coût de l'électricité photovoltaïque aux alentours de 100 euros le mégawatt-heure dans le sud de la France (au-dessus de l'éolien terrestre, et sans doute proche du coût de l'électricité qui sera délivrée par le premier EPR). Certes, le prix de marché actuel, sur le marché international, du module, souvent d'origine chinoise, mais du « premier tiers », le seul bancable, à moins de 0,60 dollar/kWh, ne reflète pas la totalité des coûts réels. Mais même en prenant pour hypothèse un coût jugé soutenable plus élevé de 25 %, un grand système « PV » au sol ressort à 1,7 dollar/kW (soit un peu plus de 1,3 euro/kW), ce qui permet d'établir les coûts de l'électricité photovoltaïque de la figure 4 de la page suivante, en fonction de l'ensoleillement (indiqué indirectement par le productible en kWh/kWc, ou *full load hours*) et le coût moyen du capital à entre 2 % et 10 % par an.

Il convient également d'évaluer les problèmes en fonction des évolutions prévisibles, comme, par exemple, la pro-

gression attendue des ventes de véhicules électriques ou hybrides rechargeables sur le réseau. Une bonne gestion de cette recharge devrait fournir des possibilités accrues d'écrasement de la demande nette en pointe. Les choses pourraient être simplifiées, dans le cas où les batteries seraient louées aux automobilistes selon le modèle proposé par Betterplace, ce qui permet par ailleurs des changements rapides de batteries dans des stations robotisées, seul moyen de donner à la voiture tout électrique une autonomie sans limite.

Les batteries constituent un moyen de stockage onéreux, justifié en relèvement de carburants liquides, mais beaucoup moins en relèvement du charbon ou du nucléaire. Si davantage de stockage apparaît nécessaire, on pourra augmenter la capacité des STEP. Au-delà des 3 000 MW prévus dans la PPI, on pourra s'intéresser aux options développées par Hydrocoop (LEMPÉRIÈRE, 2010) de STEP littorales (sur le modèle de la STEP de l'île japonaise d'Okinawa), sachant

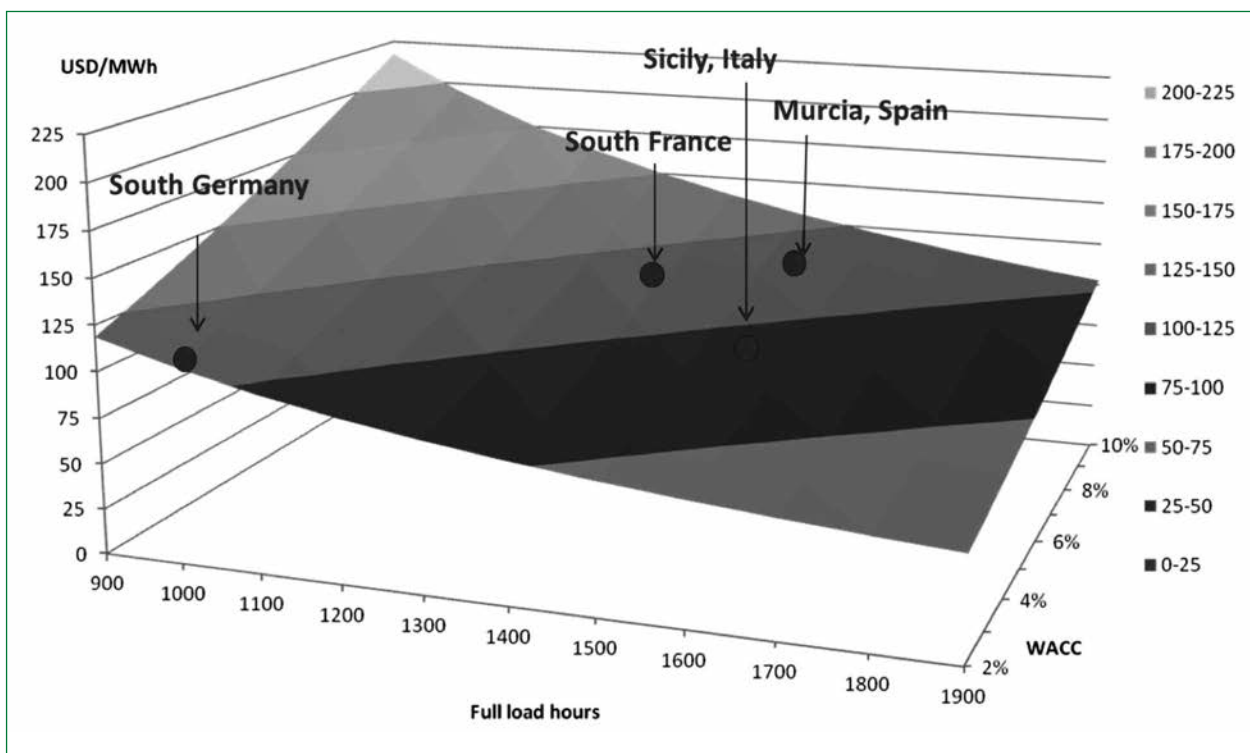


Figure 4 : Coûts actualisés de l'électricité photovoltaïque (grands systèmes au sol).
Source : C. Philibert, 2012.

qu'une seule STEP de ce type pourrait ajouter plusieurs milliers de mégawatts à nos capacités de stockage.

Cependant, couvrir intégralement des périodes prolongées – au demeurant assez rares – de faible production renouvelable conduit à créer des capacités de stockage peu sollicitées, et donc, au final, très coûteuses. Plutôt que de chercher à tout prix à évincer totalement les carburants fossiles dans la production d'électricité, mieux vaut sans doute s'employer à en réduire autant que possible la part dans leurs emplois directs dans le bâtiment, l'industrie et les transports. À cet égard, on pourra chercher à augmenter la flexibilité du petit parc thermique à flamme français : à émissions égales de CO₂, la substitution de centrales à gaz aux vieilles centrales à charbon permet de générer deux fois plus de kilowattheures, et de disposer, en pointe, de trois fois plus de mégawatts de puissance.

Pour autant, la première ressource de flexibilité en France restera sans doute l'ensemble des moyens renouvelables flexibles et fermes (l'hydraulique, en premier lieu, mais également la géothermie, l'électricité de la biomasse (dont le potentiel dans un pays riche de son agriculture et de sa forêt mériterait d'être davantage développé), voire le solaire thermodynamique, dans quelques régions particulièrement ensoleillées).

Enfin, il faut songer aux interconnexions du futur, et en particulier aux possibilités offertes par le développement des lignes haut voltage et à courant continu, qu'elles soient maritimes ou terrestres.

L'Europe de demain, pour aller vers de très hauts taux de pénétration d'énergies renouvelables, gagnera à développer

ses interconnexions avec ses marges orientales et, surtout, méridionales, bénéficiant ainsi de kWh éoliens plus stables et moins coûteux (les régimes des vents, sur les côtes occidentales du Maroc, sont particulièrement favorables) et de kWh solaires bien plus stables (car la ressource, de meilleure qualité, est particulièrement favorable, dans ces régions, aux technologies solaires thermodynamiques avec stockage intégré).

Notes

* Président du Syndicat des énergies renouvelables.

** Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie.

(1) Ce terme correspond mieux à la réalité du photovoltaïque et de l'éolien que celui d'*intermittence*, lequel évoque un fonctionnement aléatoire, de type « tout ou rien », plutôt qu'une variation continue et largement prévisible entre puissance nulle et pleine puissance.

(2) <http://www.debatpublic-eolien-en-mer.org/docs/docs/contribution-rte.pdf> – Consulté le 8 décembre 2012.

(3) Concernant les territoires de Corse et d'outre-mer, dans lesquels les réseaux électriques sont beaucoup plus sensibles (taille réduite, absence d'interconnexions,...), la situation est également intéressante, et les années à venir seront riches en enseignements : la « limite des 30 % » de puissance instantanée, officialisée dans l'arrêté du 23 avril 2008 et au-delà de laquelle le gestionnaire de réseau est autorisé à déconnecter les installations de production « à caractère fatal et aléatoire » afin de préserver l'équilibre du système, sera atteinte prochainement. Des travaux sont actuellement en cours, entre le SER et EDF-SEI, afin de définir un dispositif de stockage de l'électricité qui permette de dépasser cette limite.

Bibliographie

- IEA (International Energy Agency), *Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge*, OECD/IEA, Paris, 2001a.
- IEA, *Solar Energy Perspectives*, OECD/IEA, Paris, 2011b.
- IEA, *World Energy Outlook 2012*, OECD/IEA, Paris, 2012a.
- Nuclear Energy Agency, 2012, *Nuclear Energy and Renewables*, OEDC/NEA, Paris.
- IEA, *Energy Technology Perspectives 2012*, OECD/IEA, Paris, 2012b.
- IEA/MNE Brazil, *IEA Technology Roadmap: Hydropower*, OECD/IEA, Paris, 2012.
- LEMPÉRIÈRE (F.), *Stockage d'énergie électrique dans le nord de la France*, Hydrocoop, Paris, 2010.
www.hydrocoop.org