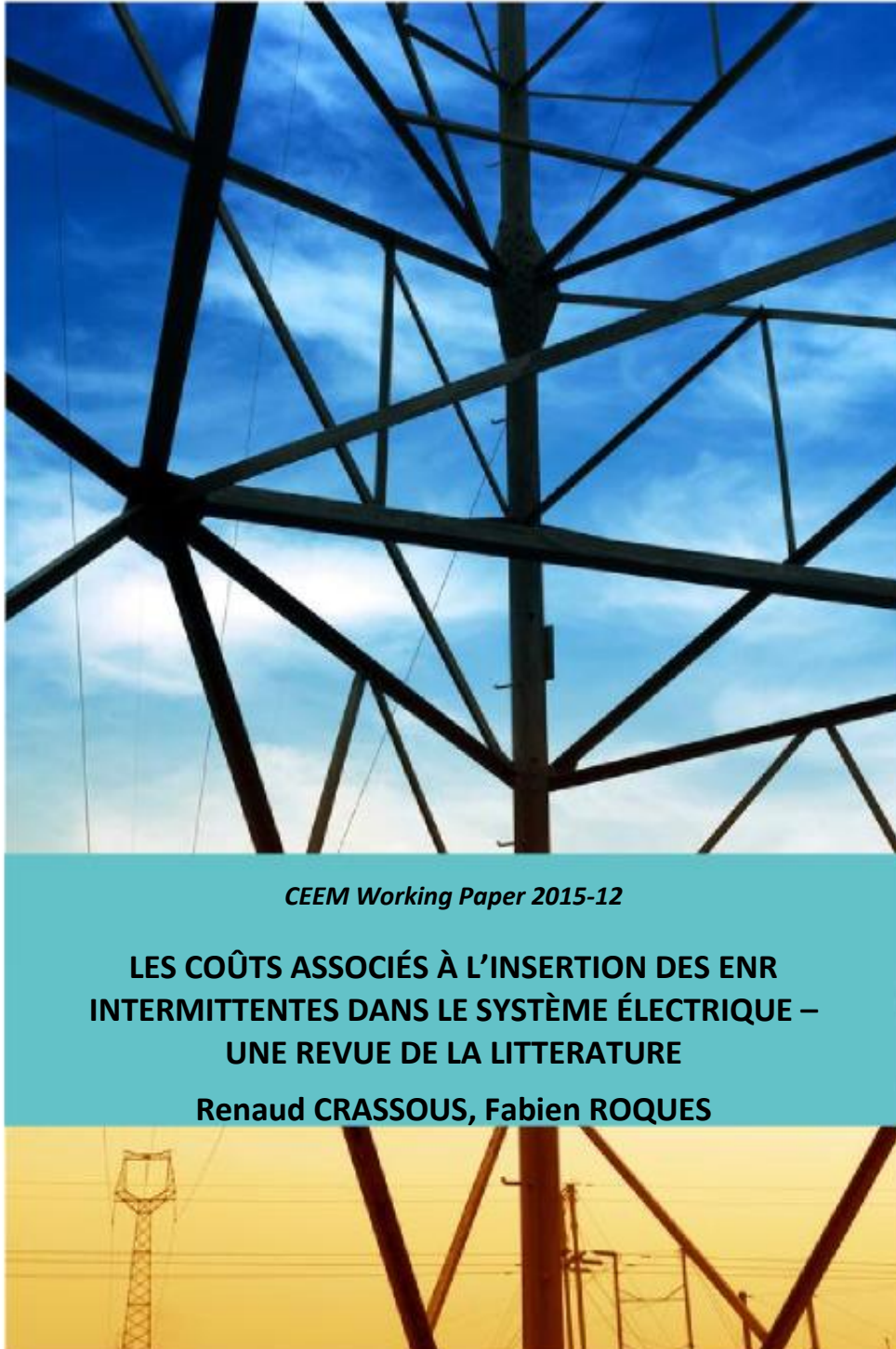




**CHAIRE EUROPEAN
ELECTRICITY MARKETS**
Fondation Paris-Dauphine



© photo gui yong nian - Fotolia.com © création jellodesign.com

CEEM Working Paper 2015-12

**LES COÛTS ASSOCIÉS À L'INSERTION DES ENR
INTERMITTENTES DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE –
UNE REVUE DE LA LITTÉRATURE**

Renaud CRASSOUS, Fabien ROQUES

DAUPHINE
UNIVERSITÉ PARIS

Chaire de recherche soutenue par



Ministère de l'énergie et du développement durable



EPEXSPOT
EUROPEAN POWER EXCHANGE



LES COÛTS ASSOCIÉS À L'INSERTION DES ENR INTERMITTENTES DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE – UNE REVUE DE LA LITTÉRATURE^{1, 2}

Renaud Crassous³, Fabien Roques⁴

Décembre 2013

ABSTRACT

Bien que toutes les technologies de production électriques soient soumises à des aléas, avec des périodes d'indisponibilité forcées, l'insertion d'une part importante d'ENR (énergies renouvelables) intermittentes dans le système électrique fait émerger des questions nouvelles en matière d'ajustement du système et de coûts associés pour maintenir en toute situation le même niveau de qualité (tension, fréquence) et de fiabilité (coupures) de la fourniture en électricité. L'objet de cet article est d'ébaucher une synthèse de la littérature disponible sur les coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique.

1. INTRODUCTION

Bien que toutes les technologies de production électriques soient soumises à des aléas, avec des périodes d'indisponibilité forcées, l'insertion d'une part importante d'ENR intermittentes dans le système électrique fait émerger des questions nouvelles en matière d'ajustement du système et de coûts associés pour maintenir en toute situation le même niveau de qualité (tension, fréquence) et de fiabilité (coupures) de la fourniture en électricité.

Ces questions ont jusque-là été traitées hors des modèles de prospective utilisés pour produire des scénarios énergétiques de long terme, car leur examen approfondi nécessite à la fois : (i) suffisamment de chroniques combinées d'aléas climatiques et d'aléas de demande pour dimensionner les investissements sur les situations les plus difficiles à gérer, (ii) une description fine des réseaux de transport et de distribution, deux choses que les modèles de simulation n'incluent généralement pas. Les travaux sur le sujet ont commencé à émerger seulement depuis quelques années, qu'il s'agisse de travaux académiques ou d'études de consultants du secteur électrique (cf. éléments de bibliographie à la fin de cet article).

Ces travaux ont montré que l'insertion des ENR intermittentes soulève trois enjeux principaux:

¹ Le contenu de cet article n'engage que ses auteurs, à titre personnel. Cet article a été rédigé dans le cadre du groupe d'experts du Débat National sur la Transition Énergétique, et les auteurs tiennent à remercier les relecteurs pour leurs commentaires. Cet article ne saurait refléter l'avis des organisations qui emploient les auteurs, ni l'avis des personnes ayant aimablement accepté d'apporter leur éclairage et leur analyse à son amélioration.

² Acknowledgements: This paper has benefited from the support of the Chaire European Electricity Markets of the Paris-Dauphine Foundation, supported by RTE, EDF, EPEX Spot and the UFE. The views and opinions expressed in this Working are those of the authors and do not necessarily reflect those of the partners of the CEEM.

³ Economiste, EDF, Direction de la Stratégie et de la Prospective, renaud.crassous@edf.fr.

⁴ Professeur Associé, CGEMP Université Paris Dauphine, Chaire European Electricity Markets, Email : fabien.roques@dauphine.fr et consultant chez Compass Lexecon, Email froques@compasslexecon.com.

- **L'adaptation du parc à la courbe de charge résiduelle résultante** des variations cumulées de la demande brute et de la production ENR (**Adequacy**) : notamment des besoins éventuels de moyens de pointe supplémentaires selon le degré de corrélation entre la demande et le productible ENR⁵. Par exemple pour l'éolien, les besoins de moyens de pointe dépendront de la possibilité de subir une vague de froid associée à un épisode très peu venteux. De plus, la réduction du facteur de charge des centrales thermiques liées à l'intégration des ENR réduit leur rentabilité et peut même conduire à des coûts échus, comme observé en Europe ces dernières années. Ces coûts échus ne sont pas pris en compte dans la littérature synthétisée par cet article.⁶
- **Ajustement en temps réel offre-demande (Balancing)** : l'accroissement de la variabilité de la demande résiduelle (résultante des variations cumulées de la demande brute et de la production ENR) et de son incertitude (prévision imparfaite) implique des besoins supérieurs de flexibilité et de réserves ;
- **Renforcement des réseaux** : au-delà du simple coût de raccordement, les besoins de renforcement des réseaux croissent avec la puissance installée⁷, pour permettre le foisonnement et le maintien de la qualité de la fourniture (puissance installée x4 ou x6 pour le solaire photovoltaïque et x3 ou x4 pour l'éolien terrestre par rapport à un équivalent base thermique) ;

Sur ces trois rubriques, il existe d'abord des marges d'ajustement dans les systèmes existants (la « flexibilité existante ») : capacités hydroélectriques, interconnexions avec les pays voisins, flexibilité du parc thermique et nucléaire existant, marges d'utilisation des réseaux. Certains pays sont d'ailleurs mieux placés pour accueillir une part significative d'ENR intermittentes, si bien que les aménagements supplémentaires et les coûts associés n'y apparaissent que pour des taux de pénétration dans le mix plus élevés.

Ainsi au Danemark, l'éolien a représenté 28,1% de la consommation d'électricité en 2011⁸ ; pour gérer cette forte pénétration dans le mix, le pays dispose de plus d'interconnexions (5000 MW) avec les pays nordiques voisins fortement équipés en hydroélectricité que de puissance éolienne installée (de l'ordre de 4000 MW), pour une demande de pointe de l'ordre de 6300 MW. En Espagne et au Portugal, la part de l'éolien a dépassé 15% en énergie, avec 26 GW installés, pour une capacité de 22 GW d'hydraulique et un suréquipement en cycles combinés à gaz. Tous les pays européens ne sont

⁵ Ces besoins sont généralement identifiés sous le terme de « back-up » car ils correspondent au besoin de maintenir la puissance garantie au bon niveau pour conserver le même critère de défaillance.

⁶ L'impact des ENR sur le facteur de charge des centrales thermiques (souvent dénommé « effet sur l'ordre de mérite ») et la réduction de rentabilité de ces dernières qui en découle n'est pas pris en compte dans les chiffres de ce papier et la revue de littérature conduite pour des raisons méthodologiques, car les études dont cet article fait la synthèse se concentrent sur les coûts incrémentaux de renforcement du réseau ou de construction de nouveaux moyens de production de back up. Les coûts associés à la réduction de marge des centrales thermiques sont des coûts échus – ce qui n'empêche pas qu'ils sont très importants comme en témoignent les annonces de fermeture de centrales thermiques en Europe récemment et les dépréciations d'actifs menées par les électriciens. Des recherches académiques additionnelles seront nécessaires pour évaluer leur magnitude.

⁷ Les méthodes de développement des réseaux évoluent pour s'adapter aux caractéristiques des installations d'énergie renouvelable : en France par exemple, les ouvrages de renforcement prévus dans le cadre des S3REnR ne sont pas dimensionnés sur 100% de la Pmax mais tiennent compte d'un abattement de la puissance installée.

⁸ 2011 a représenté une année nettement plus ventée que 2010 avec une production +25% par rapport à 2010, pour une capacité ayant augmenté seulement de 4% à 3950 MW. En 2010, la part de l'éolien était de 22% de la consommation intérieure. Les données consolidées pour 2012 ne sont pas encore disponibles. (Source : Danish Energy Agency).

cependant pas aussi bien placés du point de vue de la « flexibilité existante » dans le système actuel et devront donc faire face à des coûts d'adaptation plus élevés pour des taux de pénétration d'ENR intermittentes inférieurs.

L'objet de cet article est d'ébaucher une synthèse de la littérature disponible sur les coûts associés au déploiement des ENR intermittentes. Ces évaluations sont rares pour les taux de pénétration élevés, ce qui suggère qu'il faut encore mener des études approfondies pour instruire complètement la question. Nous suivons ici les trois types d'ajustement définis précédemment : les coûts liés à l'adaptation du parc à la courbe de charge résiduelle (Adequacy), les coûts liés à l'ajustement en temps réel offre-demande (Balancing) ; et enfin les coûts liés au renforcement des réseaux⁹.

2. ADAPTATION DU PARC

Pour optimiser les investissements du parc électrique en fonction de la demande, on se réfère à une courbe appelée la *monotone de puissance*, qui montre la puissance appelée lors des 8760 heures de l'année, par ordre décroissant. On en déduit alors les besoins en moyens de base, de semi-base et de pointe.

Lorsque l'on insère une part importante d'ENR intermittentes, il faut croiser sur de nombreuses années les chroniques météo qui permettent de reconstituer la production ENR et les chroniques de demande, pour recalculer la monotone de puissance à laquelle le reste du parc devra *in fine* répondre une fois la production ENR fatale déduite.

Les courbes des figures 1 et 2 suivantes schématisent la déformation de cette monotone de puissance dans le cas d'un mix électrique à 30% d'énergie éolienne ou 30% d'énergie solaire PV en France (Source : OECD NEA, 2012):

- en noir la monotone de charge de la demande totale,
- en bleu la monotone de charge résiduelle, reclassée, quand on déduit la production des ENR intermittentes.

Dans le cas de l'éolien, la nouvelle monotone est globalement déplacée vers le bas avec une modification de sa pente traduisant le fait qu'il ya – en moyenne – 50% de vent en plus l'hiver que l'été. Aux extrémités apparaissent deux phénomènes :

- Des épisodes avec peu de demande et beaucoup de vent (à droite en rouge), qui nécessiteront un arbitrage économique entre l'exportation de la production excédentaire par les interconnexions (sous réserve que nos voisins européens ne soient pas dans la même situation de surplus de production à coût marginal nul, et que des interconnexions suffisantes aient pu être développées dans des conditions économiques satisfaisantes), ou l'interruption de certains moyens de production (parmi les parcs éoliens et/ou parmi les moyens de base en fonctionnement avant ou après l'épisode de fort vent/faible demande).
- Des épisodes avec une forte demande et peu de vent (complètement à gauche), qui maintiennent la pointe de demande nette à un niveau quasiment aussi élevé que sans production ENR intermittentes.

Figure 1 : Courbe de charge résiduelle et couts de production avec et sans ENR pour la France (cas de 30% d'éolien)

⁹ Il y a une quatrième source de surcoûts moins liée à l'intermittence mais croissante avec le taux de pénétration : le fait qu'à partir d'un certain niveau de capacité installée, il faille commencer à déverser une partie du productible lorsque la production éolienne est élevée et la demande modérée. Dit autrement, l'éolienne marginale ne peut valoriser qu'une partie de sa production, sauf à construire un moyen de stockage ou un renforcement supplémentaire du réseau (interne et/ou interconnexions).

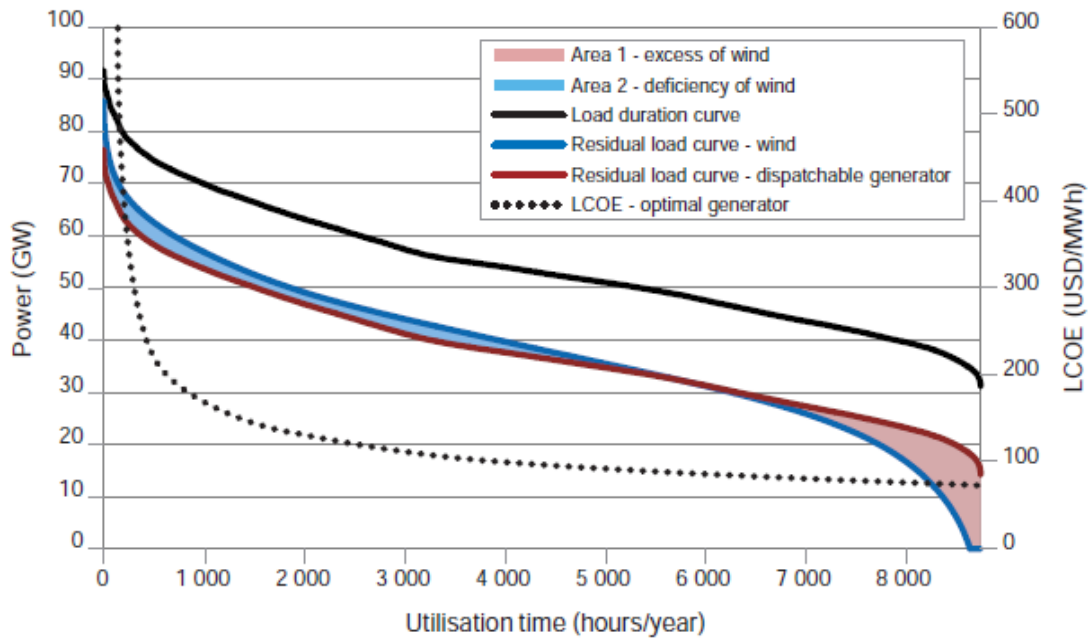
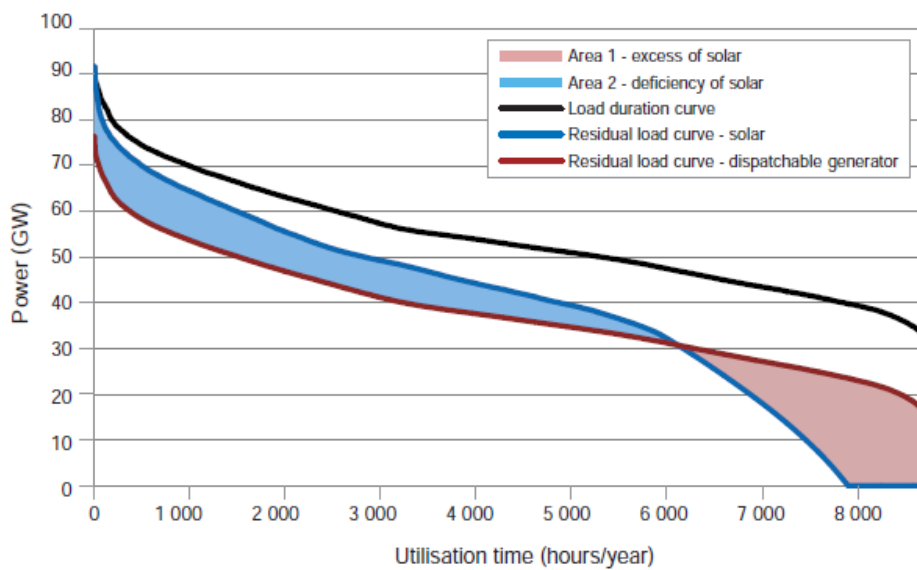


Figure 2 : Courbe de charge résiduelle et coûts de production avec et sans ENR pour la France (cas de 30% de solaire)



Source: OECD NEA, 2012

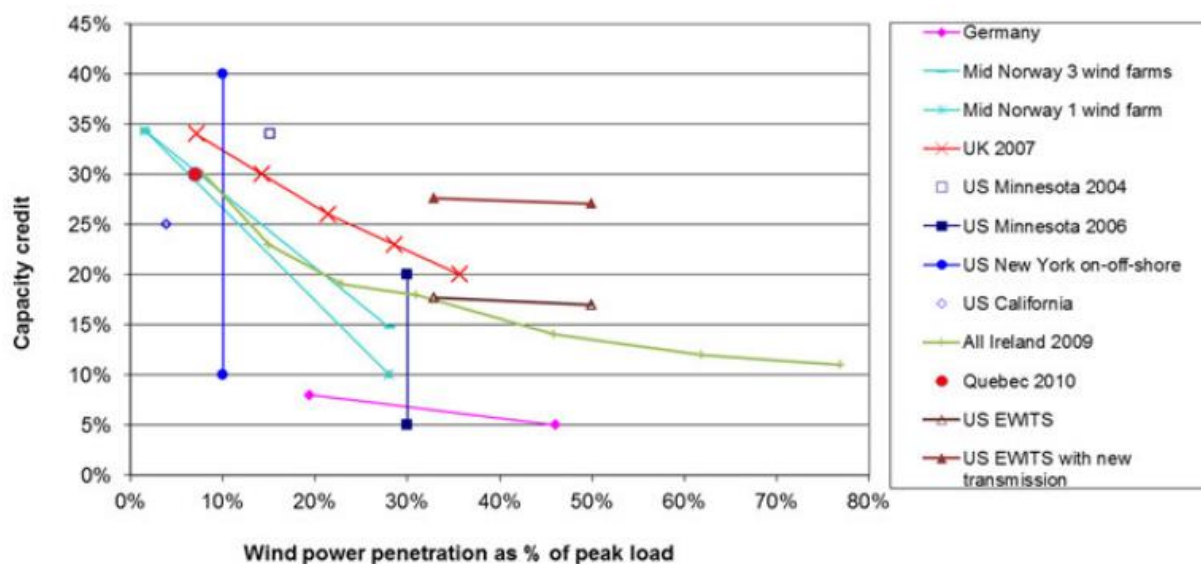
Du point de vue des investissements, on peut en déduire que l'insertion de l'éolien induit une baisse du besoin de semi-base et de base et une hausse des besoins de moyens de pointe. A titre d'ordre de grandeur, en nous inspirant de ces courbes, pour 1 kW d'éolien, la baisse de capacité de la base et de la semi-base pourrait être de l'ordre de -0,3 kW (l'éolien a un facteur de charge moyen de 25%, 30% en hiver, 20% en été, donc permettrait de substituer par exemple -0,2 kW de base et -0,1 kW de semi-base), tandis que le besoin supplémentaire de pointe serait compris entre +0,1 et +0,3 kW de pointe, selon la « puissance garantie » que l'on peut estimer à la pointe¹⁰. Cette puissance garantie se réduit progressivement avec la croissance de la part de l'éolien dans le mix, car le « paysage de

¹⁰La somme algébrique des capacités en moins et en plus fournit ce que l'on appelle le « crédit de capacité ».

pointe » évolue, au fur et à mesure que l'aléa éolien prend de l'importance à côté de l'aléa de la température.

Du point de vue économique, pour 1 kW d'éolien installé, il faudra ajouter entre 0,1 et 0,3 kW de moyen de pointe coûtant de l'ordre de 70 €/kW.an en investissement, soit l'équivalent de 7 à 21 €/an (voir Figure 3 sur la question du crédit de capacité de l'éolien en fonction de sa part dans le mix). Ramenée au MWh produit (1 kW d'éolien terrestre produit en moyenne 2,2 MWh/an), **l'investissement en back-up coûtera entre +3 et +9 €/MWh**. A ce coût d'investissement il faudra ajouter le coût variable total (qui dépendra du nombre d'heures d'appel de ces moyens de pointe, qu'il est a priori difficile de détailler simplement - à titre d'exemple, le coût au MWh d'une TAC double pour une durée d'utilisation de l'ordre de 250h) et y retrancher le coût variable des MWh de base et semi-base substitués par la TAC. **Le coût total du back-up sera donc vraisemblablement entre +4 et +15 €/MWh éolien, selon le taux de pénétration¹¹.**

Figure 3: Récapitulatif des études sur le crédit de capacité de l'éolien en fonction de la part dans le mix



Source : IEA Wind Task 25, 2013.

Note: la comparaison entre les études reportées ici est rendue difficile par les différences de définition du 'capacity credit', ce qui est intéressant porte sur la décroissance du 'capacity credit' au sein de chaque étude quand la part de l'éolien dans le mix de production augmente.

Pour le solaire photovoltaïque, le traitement de cette question est plus direct, car la puissance garantie à la pointe est systématiquement nulle en France et dans tous les pays qui ont une pointe d'hiver en fin de journée¹² : il n'y a pas de soleil à 19h en hiver, la pointe résiduelle reste strictement aussi haute que sans PV (cf. figure 2). Si l'on suppose qu'1 kW de PV évite la construction de l'ordre de 0,15 kW de moyens thermique base (qui auraient été disponibles à la pointe), il faudra en même temps construire 0,15 kW de back-up supplémentaire.

¹¹ Ce calcul est une estimation simplifiée, pour faire un calcul rigoureux du capacity credit il faut simuler et comparer le coût des deux systèmes – avec ou sans ENR intermittente- à l'équilibre.

¹² Cette pointe du soir en hiver est liée à la concomitance des usages domestiques et tertiaires, dont l'éclairage, même dans les pays qui n'ont pas développé les usages thermiques de l'électricité.

Avec le même type de calcul que ci-dessus, on obtient pour 1 kW de PV installé un coût de 0.15×70 €/kW.an = 10,5 €/an pour une production de l'ordre de 1,3 MWh, soit +8 €/MWh. En ajoutant les coûts variables, **le coût total du back-up devrait se situer entre 10 à 15 €/MWh.**

Lorsque le taux d'intermittence croît, la flexibilité pré-existante est saturée et l'on se rapproche des niveaux de surcôt mentionnés ci-dessus. La figure 3 montre ainsi que le crédit de capacité de l'éolien décroît pour des taux de pénétration importants dans le mix de production. Enfin, le développement de l'effacement de consommation peut aussi contribuer au *back-up*, d'une manière symétrique à l'ajout de nouvelles capacités de pointe et avec un coût propre.

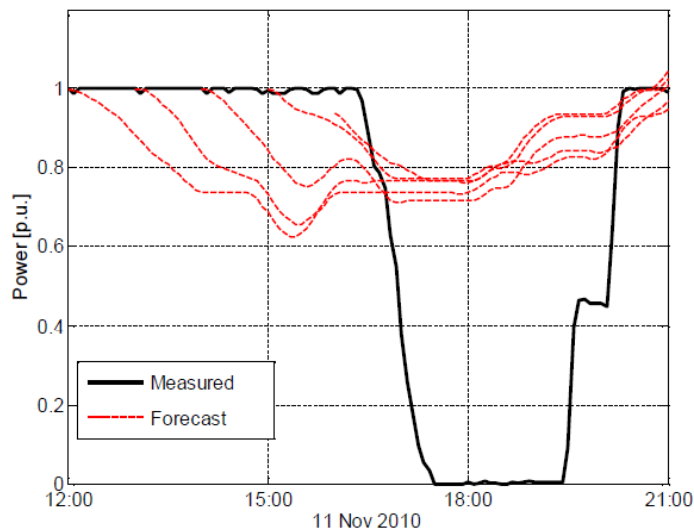
3. AJUSTEMENT EN TEMPS RÉEL

Les coûts associés à cette rubrique viennent de deux ajustements induits par l'intermittence :

- **Une augmentation de la variabilité de la demande résiduelle adressée au parc thermique**, qui induit plus de « démarrages à froid », un taux d'utilisation globalement plus faible et des coûts d'O&M à la hausse.
- **Des imperfections dans la prévision de la production ENR intermittente**, qui demande un ajustement à la hausse des réserves prévues pour faire face aux aléas à partir d'un certain niveau de pénétration (et en particulier aux événements de météorologie agitée à évolution rapide)

En matière de variabilité, l'éolien peut bénéficier d'un certain foisonnement entre régions lorsque le réseau le permet. Ce foisonnement se voit dans les différences d'écart-type de la variation horaire de la production éolienne dans les différents pays (Roques et al., 2010) : en Irlande ou au Danemark, petits pays avec peu de foisonnement, cet écart-type est de l'ordre de 3%, environ le double de l'écart-type dans les pays plus vastes (1,8% pour la France et l'Espagne). L'écart-type ne donne cependant qu'une vision moyenne de la variabilité, le dimensionnement des capacités d'ajustement et des réserves nécessaires doit prendre en compte les événements extrêmes. Comme le montre la Figure 4, dans les petits systèmes comme le Danemark ou l'Irlande, les chroniques de vent montrent que la variation peut dépasser occasionnellement 15-20% de la puissance installée en 1h et atteindre 90% de la puissance installée en 12h. C'est en particulier le cas lors des épisodes de vent très fort, qui impliquent un arrêt de sécurité des éoliennes, mais dont on sait mal prédire l'heure d'arrivée et l'ampleur sur le territoire.

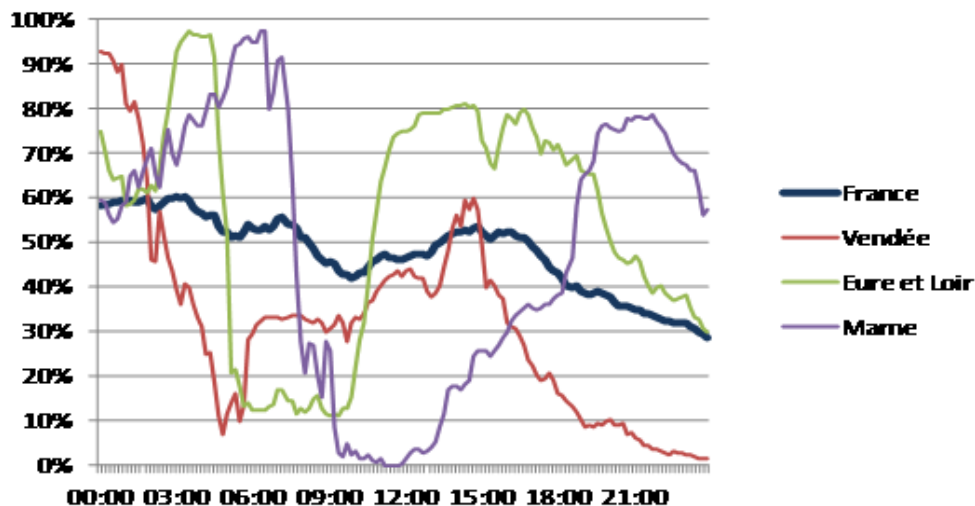
Figure 4 : Exemple de difficulté de prévision de la production éolienne – variations sur une journée au Danemark



Source : AIE Task Force 25, 2013.

A la différence du Danemark, la France dispose d'un territoire étendu, qui rend peu probable des phénomènes aussi massifs que celui mis en exemple. La figure 5 ci-dessous illustre par exemple ce qui s'est passé lors du passage de la tempête Xynthia le 28/02/2010, où, suivant le trajet de la tempête, les éoliennes vendéennes se sont arrêtées en début de nuit, celles de la Beauce en début de matinée et celles de Champagne en milieu de matinée. Au total, à l'échelle de la France, le profil de production pour le système entier est resté relativement plat ; c'est précisément pour bénéficier de cet effet de foisonnement que des renforcements de réseau (internes aux pays et interconnexions) seront nécessaires pour des taux de pénétration plus élevés.

Figure 5 : Production éolienne en France le jour du passage de la tempête Xynthia (28/02/2010)



Source : RTE

L'estimation des coûts associés à cette variabilité n'est pas chose aisée hors d'un modèle détaillé de gestion horaire du parc électrique. **Les estimations disponibles dans la littérature pour une part de l'éolien de l'ordre de 20% du mix font état de coûts compris entre 2 et 5 €/MWh (AIE, EWITS).** Ces coûts (€/MWh) sont croissants avec le taux de pénétration des moyens intermittents.

Pour le solaire photovoltaïque, il est fréquent de connaître des variations rapides, puisqu'en été, la production peut passer de 0 à 100 % de la puissance installée en quelques heures. Le besoin de variabilité du reste du parc de production est alors nettement plus élevé. En Allemagne, les rampes quotidiennes ont crû fortement ces dernières années, avec l'installation de 30 GW de solaire PV pour une demande médiane de 55 GW. A l'horizon 2020, pour 52 GW de PV, IHS CERA projette des besoins de rampe horaire de 20 GW en Allemagne.

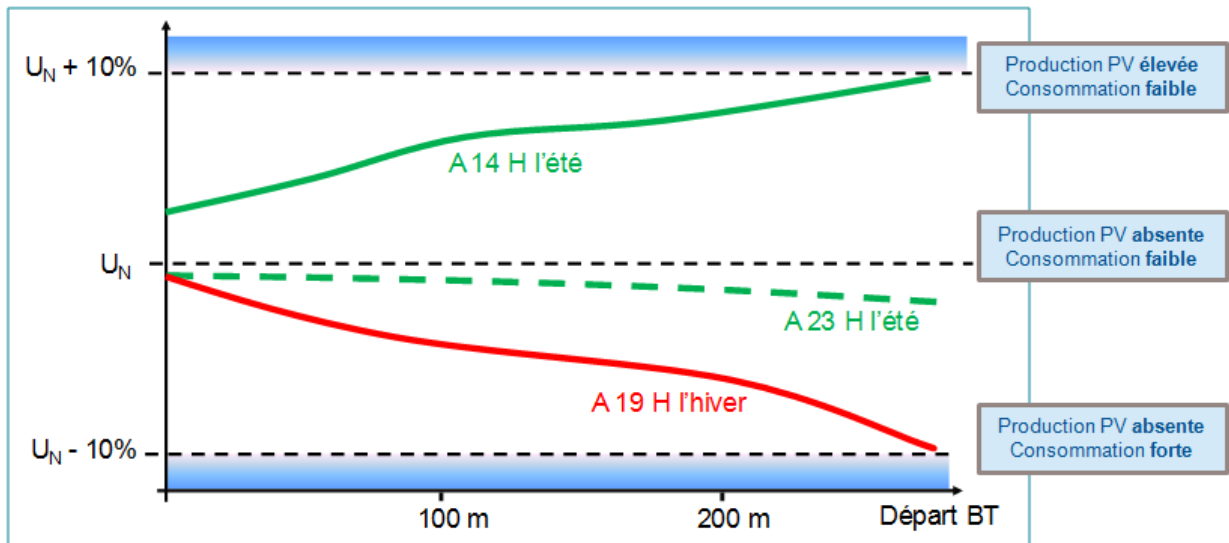
4. RENFORCEMENT DES RÉSEAUX

Le renforcement des réseaux lié aux ENR recouvre plusieurs besoins :

- **La nécessité d'acheminer l'énergie sur longue distance lorsque la ressource est éloignée** des lieux de consommation, qui augmente la part « réseau » imputable à tout type d'énergie : c'est le cas pour l'éolien pour relier les plaines ventées du Mid-West à la côte (1500 km dans l'étude EWITS) ou en Chine des provinces du Nord-Ouest vers les villes côtières (\approx 1500 km aussi). Ce besoin n'est pas lié à l'intermittence elle-même. Ils introduisent un surcoût notamment du fait que le facteur de charge de ces lignes dédiées aux moyens de production intermittents reste faible (en comparaison des raccordements de moyens de base ou semi-base). Par exemple en Allemagne, DENA prévoit que les gestionnaires de réseau devront investir 20 Mrds€ pour le raccordement des fermes éoliennes à 2020¹³.
- **Le développement nécessaire pour permettre le foisonnement et l'évacuation de l'énergie.** Comme la production n'est pas forcément synchrone avec la demande, le développement des réseaux nationaux de grand transport et des interconnexions sera la seule solution pour permettre une utilisation du surplus de production dans les périodes de faible demande et de forte vent/ fort ensoleillement. L'Allemagne disposait, fin 2012, de 60 GW de capacités intermittentes (30 GW éolien + 30 GW solaire PV) pour une demande médiane de 55 GW, ce qui implique déjà des besoins d'évacuation importants.
- **Les renforcements nécessaires pour garantir** la stabilité et la qualité de la fourniture, par ex. la tenue de tension $\pm 10\%$ pour le réseau de distribution exige un renforcement dès qu'une capacité PV trop importante est installée sur une seule ligne, dimensionnée sur la demande de pointe en hiver (cf. figure 6).

¹³ En France ces coûts sont supportés par les développeurs, ce qui change leur affectation : ils se répercuteront sur le niveau des mécanismes de soutien au lieu d'être comptabilisés dans les coûts du gestionnaire de réseau.

Figure 6: Schématisation du problème de tenue de tension avec une forte production PV non simultanée à la demande



Source: ERDF

Il est à noter que le besoin d'expansion du réseau n'est pas proportionnel à la puissance installée. Pour ce qui concerne le réseau de transport, les renforcements HTB sont dimensionnés en énergie et non pas en puissance. Et les ENR intermittentes se caractérisent par une monotone de production très différente des installations conventionnelles, ce qui conduit à adapter les méthodes de développement des réseaux de façon à optimiser les coûts pour la collectivité (règle N-1, écrêtage à un coefficient d'abattement de la puissance maximale installée etc.). Le chiffrage des coûts de renforcement des réseaux n'est guère accessible sans une modélisation fine du réseau existant. Il faut comparer les coûts réseaux dans deux scénarios de développement optimal du réseau avec ou sans intermittence. On ne peut à ce stade que se référer aux études existantes dans les différents pays recensés ci-dessous, en traitant les chiffres de ces études avec prudence, car les choix du taux d'actualisation et de la durée d'amortissement peuvent par exemple avoir un impact important sur l'évaluation.

- **Pour des taux de pénétration modérés, entre 2 et 10 €/MWh**

En France, pour ce qui concerne l'éolien terrestre et le solaire à l'horizon 2020 (soit environ 19 GW d'éolien et 8 GW de solaire planifiés à ce jour), les coûts à la charge par les opérateurs de réseau – estimés par leurs soins - sont de l'ordre de :

- Pour l'éolien terrestre, 1 Mrd€ sur le transport et 1 Mrds€ sur la distribution - soit un surcoût moyen de l'ordre de 4 €/MWh (annuité de 160M€/an pour 40 TWh)
- Pour le solaire, de l'ordre de 200 M€ sur le réseau de transport et 1 Mrds€ sur le réseau de distribution soit un surcoût moyen de l'ordre de 10 €/MWh (annuité de 100 M€ pour 10 TWh).

Aux USA, pour 20% d'éolien sur la partie Est du pays, l'étude EWITS projette des coûts compris entre 6 et 10 \$/MWh.

- **Pour des taux de pénétration plus élevés, une hausse rapide des surcoûts réseau**

En Allemagne, les projections officielles montrent des coûts de renforcement de réseau fortement croissant. La dernière étude des opérateurs de réseau, datée de 2012, évalue à 20 Mrds€ le plan THT à 2020 ; l'étude de l'agence DENA (fin 2012) sur le réseau de distribution évalue, dans le cas du scénario fédéral, des coûts de renforcement de 27,5 Mrd€ d'ici 2030 (cf. Figure 7 ci-dessous). Ce scénario projette +25 GW de PV (soit + 25 TWh) et +30 GW d'éolien (soit + 55 TWh) supplémentaires par rapport aux capacités actuelles, ce qui porterait la production éolienne à environ 18% du mix et la production PV à 9% du mix. Cet exemple montre bien l'existence de seuils de coûts, pour l'Allemagne entre le niveau actuel de pénétration (environ 13% d'ENR intermittentes) et le niveau visé entre 2020 et 2030 (environ le double, à hauteur de 25-30%).

Figure 7: Besoins de renforcement des réseaux nécessaires pour accompagner la progression des ENR intermittentes en Allemagne (BT : basse tension ; MT : moyenne tension ; HT : haute tension)

		Scenario national NEP B 2012			Scénario des länder		
		D'ici 2015	D'ici 2020	D'ici 2030	D'ici 2015	D'ici 2020	D'ici 2030
Besoins de nouvelles lignes de transport et de distribution (kms)	BT	38 673	44 746	51 563	41 242	47 624	57 299
	MT	19 828	42 855	72 051	29 711	71 002	117227
	HT	2 676	6 173	11 094	3 017	10 255	18 445
Lignes existantes devant être renforcées (kms)	HT	12934	19208	24545	8100	14597	21100
Augmentation de puissance des transformateurs (MVA)	MT/BT	5860	6876	16036	12856	14107	33977
	HT/MT	48068	49655	53159	48744	51880	59313
Postes supplémentaires	HT	14	18	18	11	14	23
Besoin d'investissement (Milliards €)	BT	2,6	3,0	3,6	2,8	3,2	4,2
	MT	3,2	5,2	7,8	4,1	7,7	12,0
	HT	5,6	10,2	16,1	6,5	15,8	26,3

Source : DENA, 2012

5. CONCLUSION

L'insertion des ENR intermittentes est un sujet nouveau, qui demande encore des investigations importantes. Cet article ne peut prétendre à tirer des conclusions précises sur le coût total de l'insertion de tel ou tel niveau d'intermittence. Les coûts d'insertion dépendent de nombreux paramètres et les incertitudes restent grandes : technologies concernées, existence ou non d'une optimisation conjointe du réseau et des investissements de production, marges préexistantes, progrès technologiques, etc.

Cet article vise donc à mettre en perspective les études existantes et le cas allemand en particulier, pour montrer qu'il peut y avoir des coûts d'insertion très significatifs au-delà de certains niveaux de pénétration des ENR intermittents. L'absence d'évaluation précise de ces niveaux « seuils » et le caractère très diffus des coûts d'insertion (répartis entre les développeurs, les gestionnaires de réseau, les autres producteurs, les mécanismes de type « paiement de capacités », etc) plaident pour des études plus approfondies et partagées des conséquences de tel ou tel déploiement d'ENR intermittentes, afin de maîtriser les surcoûts potentiels pour la collectivité, en particulier dans les scénarios les plus ambitieux en termes de part des renouvelables intermittentes dans le mix.

En résumé, les études existantes font apparaître des coûts croissants d'insertion des ENR avec le taux de pénétration :

- **Pour des proportions modérées allant de quelques pourcents à 10 ou 15%** (hors configurations particulières comme le Danemark), le système existant semble pouvoir absorber l'intermittence sans investissements majeurs, avec les ajustements permis par les flexibilités disponibles ;
- **Pour un taux de pénétration de l'ordre de 10 à 15% d'intermittence**, dans la plupart des pays, les ajustements nécessaires impliquent des surcoûts pouvant être entre 10 €/MWh et 30 €/MWh¹⁴, le solaire PV pouvant faire l'objet de surcoûts plus élevés que l'éolien (crédit de capacité nul dès le début, coûts de renforcement du réseau BT plus importants pour du PV diffus) :
 - Par ex. pour l'éolien : adequacy 5 €/MWh + balancing 2 €/MWh + réseau 4 €/MWh
 - Par ex. pour le solaire PV : adequacy 12 €/MWh + balancing 2 €/MWh + réseau 10 €/MWh.
- **Pour des taux de pénétration des ENR intermittentes plus élevés**, encore très peu d'études approfondies mais des coûts réseaux qui seront probablement en forte augmentation, compte tenu de la nécessité de construire à ces niveaux de capacités, des renforcements structurants THT importants. Les perspectives de percée technologiques sur les nouvelles technologies de stockage de l'électricité (batteries, hydrogène), encore loin de la compétitivité pour des usages réseau, pourraient bien sûr changer ce diagnostic, étant entendu que le coût futur du stockage serait quand même à inclure dans les coûts d'insertion.

Bibliographie

AIE, Wind Task 25, Design and operation of power systems with large amounts of wind power, Final summary report, 2009-2011. http://www.ieawind.org/task_25/PDF/T75.pdf

Boccard, Nicolas (2010): "Economic properties of wind power. A European assessment", *Energy Policy* 38, 3232 – 3244.

¹⁴ Pour EWITS (Est des USA), des coûts de 10 à 20 \$/MWh pour 20% d'éolien. Pour la Task Force AIE 25, de 10 à 25 \$/MWh.

- Borenstein, Severin (2008): "The Market Value and Cost of Solar Photovoltaic Electricity Production", *CSEM Working Paper* 176. <http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/csemwp176.pdf>
- DeCesaro, Jennifer & Kevin Porter (2009): "Wind Energy and Power System Operations: A Review of Wind Integration Studies to Date", *NREL Subcontract Report* SR-550-47256.
- DENA, 2012, Abschlussbericht: dena-Verteilnetzstudie.Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 410p. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf
- EWITS (Eastern Wind Integration and Transmission Study), 2011, prepared by Enex Corporation for the National Renewable Energy Laboratory, <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47078.pdf>
- Green, Richard & Nicholas Vasilakos (2012): "Storing Wind for a Rainy Day: What Kind of Electricity Does Denmark Export?" *Energy Journal* 33(3), 1-22.
- Gross, Robert, Philip Heptonstall, Dennis Anderson, Tim Green, Matthew Leach, Jim Skea (2006): *The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network*, www.uwig.org/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=Gxdlkw+r0n.
- Grubb, Michael (1991b): "The integration of renewables electricity sources", *Energy Policy* 19(7) 670-688.
- Joskow, Paul (2012): "Comparing the Costs of intermittent and dispatchable electricity generation technologies", *American Economic Review* 100(3), 238–241.
- Katzenstein, Warren & Jay Apt (2012): "The cost of wind power variability", *Energy Policy* 51, 233-243.
- Milligan, Michael & Brendan Kirby (2009): "Calculating Wind Integration Costs: Separating Wind Energy Value from Integration Cost Impacts", *NREL Technical Report* TP-550-46275.
- Milligan, Michael, Erika Ela, Bri-Mathias Hodge, Brendan Kirby, Debra Lew, Charlton Clark, Jennifer DeCesaro & Kevin Lynn (2011): "Integration of Variable Generation, Cost-Causation, and Integration Costs", *Electricity Journal* 24(9), 51-63.
- Mills, Adrew (2011): "Assessment of the Economic Value of Photovoltaic Power at High Penetration Levels", paper present-ed to UWIG Solar Integration Workshop, Maui, Hawaii www.uwig.org/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=XDyBuJov9m.
- Mills, Andrew & Ryan Wiser (2012): "Changes in the Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot case Study of California", *Lawrence Berkeley National Laboratory Paper* LBNL-5445E.
- Nicolosi, Marco (2012): *The Economics of Renewable Electricity Market Integration. An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market*, Ph.D. thesis, University of Cologne.
- Obersteiner, Carlo (2012): "The Influence of interconnection capacity on the market value of wind power", *WIREs Energy and Environment* 1, 225 – 232.
- Obersteiner, Carlo, Marcelo Saguan (2010): "Parameters influencing the market value of wind power – a model-based analysis of the Central European power market", *European Transactions on Electrical Power* 21(6), 1856-68.
- OECD NEA (2012). Nuclear energy and renewables. System effects in low-carbon electricity systems. ISBN 978-92-64-18851-8. Available at www.oecd-bookshop.org

Roques F., Hiroux C., Saguan M., 2010, Optimal wind power deployment in Europe – A portfolio approach. *Energy Policy*, Volume 38, Issue 7, pp. 3131-3846 (July 2010).
<http://www.sciencedirect.com/science/journal/03014215/38/7>