



'Energy Security' First!

18/03/2014



MENSEN



WELVAART



BESCHERMING



Johan Albrecht

Senior Fellow Itinera Institute

Mise en contexte

La sortie du nucléaire est désormais toute proche. En 2015, les deux plus anciennes centrales nucléaires de Doel seront fermées après 40 années de service. La capacité de production restante suffira-t-elle pour répondre à un pic de demande exceptionnel, par exemple en cas d'hiver très rigoureux ? Nous préparons-nous correctement à la fermeture des centrales nucléaires restantes d'ici 2025 ? Et qu'en est-il de l'expansion attendue pour la production d'énergie renouvelable ? Telles sont les questions politiques essentielles qui se posent pour notre avenir proche. Et 2015 est effectivement tout proche...

Proposition 1 : développement d'une feuille de route pour créer 13 000 MW de nouvelle capacité d'ici 2025

Résumé : des investissements pour remplacer plus de 13 000 MW sont nécessaires d'ici 2025. À défaut, la Belgique se retrouvera avec un problème de marge de réserve négative. À moyen terme, la sortie du nucléaire (6 000 MW) requiert la mise en place d'une capacité de remplacement équivalente au double de ces 6 000 MW. Avant même que la sortie du nucléaire ne soit finalisée, donc avant 2025, nous aurons besoin d'une capacité de remplacement égale à la capacité actuelle produite par le nucléaire.

La Belgique dispose aujourd'hui d'une capacité de production installée d'environ 20 000 MW. Avec une demande culminant à 13 000 MW en périodes de pointe, une grande partie de cette capacité est peu utilisée. La capacité disponible peut même sembler très confortable par rapport à la demande de pointe attendue. Mais il y a constamment des centrales qui sont indisponibles, à cause de travaux d'entretien, de problèmes techniques, ou encore pour des raisons d'ordre économique. Les centrales à gaz, par exemple, ont récemment été mises à l'arrêt en raison des conditions du marché. Et d'autre part, on ne peut pas compter en permanence sur le soleil, le vent ou l'eau.

La capacité nucléaire s'éteindra progressivement entre 2015 et 2025. Avec la disparition programmée de ces quelque 6 000 MW de capacité nucléaire, notre pays ne pourra pas se contenter de mettre en place une capacité équivalente d'ici 2025. Comme tous les autres pays, la Belgique utilise actuellement elle aussi des centrales électriques relativement anciennes (gaz, charbon, centrales de pointe) dont la durée de vie ne peut être prolongée indéfiniment. Les anciennes centrales nucléaires ne seront donc pas les seules à devoir fermer leurs portes.

La capacité requise pour la production d'électricité est souvent exprimée en fonction de la marge de réserve par rapport à la demande de pointe. Pour une demande de pointe de 13 000 MW, un pays a toujours besoin d'une puissance de 13 000 MW directement disponible, et doit disposer en plus d'une certaine réserve pour pouvoir faire face à des facteurs imprévus, par exemple l'arrêt ponctuel d'une centrale. La marge de réserve est donc la capacité immédiatement mobilisable au moment de la demande de pointe. Quant à savoir quelle serait la marge de réserve optimale, la discussion reste ouverte. Si les pays voisins disposent d'une marge de réserve relativement élevée et que la capacité d'interconnexion¹ est elle aussi relativement élevée, on peut envisager une marge de réserve assez faible de 5%. Si un pays ne peut pas compter sur une importation 'facile', il vaut mieux qu'il vise une marge de réserve de 10 à 15%. La capacité retenue pour pouvoir répondre à la demande de pointe tout en conservant une certaine marge de réserve, doit par définition être contrôlable et prévisible. Une capacité qui est tributaire des conditions météorologiques (vent et soleil) ne peut dès lors pas être considérée comme une partie de la capacité de réserve nécessaire. On ne peut en principe reprendre dans le calcul de la marge de

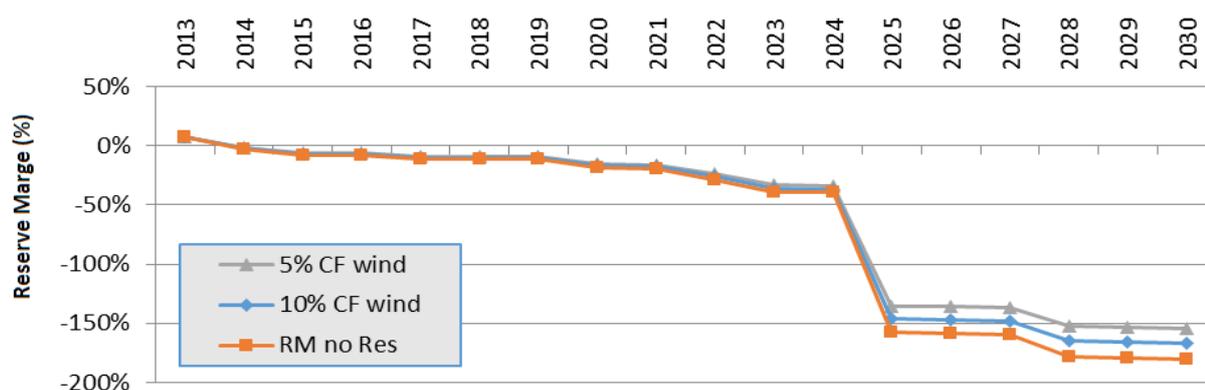
¹ La capacité d'interconnexion entre notre pays et les pays voisins nous impose une limite supérieure au niveau de nos possibilités d'importation et d'exportation d'électricité. Une fois la capacité d'interconnexion totalement utilisée, il n'est pas possible d'importer plus d'électricité (quel que soit le prix). Les projets prévus avec l'Allemagne et le Royaume-Uni vont augmenter à moyen terme cette capacité d'interconnexion.

réserve que la partie de la capacité tributaire des conditions météorologiques qui est toujours disponible ou mobilisable. C'est ce qu'on appelle le crédit de capacité (*capacity credit*) des sources d'énergie renouvelables.

La Figure 1 illustre l'évolution de la marge de réserve en Belgique de 2013 à 2030. Il est supposé dans ce contexte que la demande de pointe (à ne pas confondre avec la demande annuelle) augmente légèrement et que les anciennes centrales sortent du système comme prévu. Compte tenu des conditions de marché très difficiles, avec des prix trop faibles pour attirer les capitaux², les investissements de remplacement ne se font pas spontanément. La Figure 1 montre l'évolution de la marge de réserve d'une part sans (RM no Res) et d'autre part avec la contribution potentielle des technologies renouvelables tributaires des conditions météorologiques. Pour cette dernière option, nous présentons deux alternatives dans le cadre desquelles nous supposons que respectivement 5% ou 10% de la capacité éolienne soit toujours disponible (5% CF éolien et 10% CF éolien).

À défaut des investissements de remplacement nécessaires d'ici à 2030³, la marge de réserve évoluera de 'légèrement négative' cette année à 'très problématique' (environ -40%) d'ici 2024. Ce pourcentage de -40% est exprimé par rapport à la demande de pointe, et correspond à un manque de capacité d'environ 5 300 MW. La prise en compte d'une partie de la capacité éolienne d'ici à 2024 ne fait pas une grande différence en termes de marge de réserve. Mais après 2025, cette marge de réserve deviendra si problématiquement basse que la petite part représentée par la capacité éolienne fera effectivement une différence.

Figure 1 – Évolution de la marge de réserve belge sans investissement de remplacement (2013-2030)



Marge de réserve
5% CF éolien
10% CF éolien

2 Voir texte de base pour plus d'informations sur les conditions du marché.
3 Cela signifie que les conditions actuelles du marché ne s'amélioreront pas ou très peu pendant certainement encore 10 ans. Dès lors, en l'absence de l'une ou l'autre forme de soutien, des investisseurs privés ne pourront pas obtenir un rendement suffisamment intéressant.

À partir de 2025, année finale de la sortie progressive du nucléaire, la marge de réserve va s'effondrer et atteindre un niveau incroyablement bas. Avec une marge de réserve qui est inférieure à -100%, l'investissement de remplacement doit être supérieur à la demande de pointe. Pour ramener la marge de réserve dans le positif d'ici 2025, il faut un investissement de remplacement de plus de 13 000 MW. À moyen terme, la sortie du nucléaire signifie donc qu'il faudra mettre en place une capacité de remplacement équivalente au double des 6 000 MW que représente le nucléaire. Avant même que la sortie du nucléaire ne soit finalisée, donc avant 2025, nous aurons besoin d'une capacité de remplacement égale à la capacité que représente actuellement le nucléaire.

La marge de réserve deviendra négative dans les années à venir et ne redeviendra pas spontanément positive. Comme nous ne pouvons pas non plus partir du principe que les conditions du marché s'amélioreront radicalement d'ici peu, notre gouvernement doit donc élaborer une feuille de route pour atteindre les 13 000 MW recherchés. Cette feuille de route devrait mettre un accent fort sur une réduction et un déplacement de la demande de pointe. Le Plan Wathelet de 2013 est une bonne base pour une telle feuille de route. D'ici à 2025, il serait souhaitable que soit défini un plan stratégique général reprenant une succession d'objectifs en matière de capacité et de gestion de la demande à court terme. Un plan stratégique à long terme doit en outre s'intéresser aux modèles de marché qui correspondent le mieux aux objectifs stratégiques. Le modèle de marché actuel n'attire pas les investissements nécessaires, et il faudrait dès lors certainement envisager une adaptation du modèle de marché.

Proposition 2 : vers une meilleure exploitation de la capacité existante par le load management

Résumé : le déplacement de la demande de pointe revient moins cher que la construction de centrales de pointe qui seront peu utilisées. Moyennant les bons incitants (une subvention anticipée de l'investissement et une indemnisation en fonction des prestations), le load shifting peut représenter une part intéressante de la solution en termes de coût.

Il est possible de jouer sur une partie de la demande d'électricité de façon à lisser la demande de pointe. Certaines entreprises peuvent en effet reporter⁴ leur demande énergétique ou l'étaler dans le temps, ce qui permettrait d'éviter d'investir dans des centrales de pointe très coûteuses et en fin de compte peu utilisées. Le déplacement de la demande énergétique peut dès lors s'avérer intéressant, à plus forte raison dans les régions possédant une industrie particulièrement énergivore. Plus les processus industriels utilisés seront semblables, plus ce potentiel sera important. Il ressort d'une étude réalisée par Agora Energiewende⁵ pour le sud de l'Allemagne, que la demande industrielle en électricité pourrait être déplacée d'environ 1 200 MW pendant 30 minutes, et d'environ 850 MW pendant une à deux heures. L'analyse a été réalisée pour la Bavière et le Bade-Wurtemberg, qui ont ensemble une demande de pointe d'environ 14 000 MW. Dans ces deux régions industrielles, la demande électrique des usines représente environ 60% de la demande totale. Cette étude allemande révèle en outre que les pompes à chaleur et les systèmes de stockage de chaleur pendant la nuit présentent eux aussi un potentiel intéressant pour inciter un déplacement de la demande (jusqu'à 3 000 MW à certains moments d'une journée de référence avec une température extérieure moyenne de 0°C), mais que cette capacité n'est pas toujours disponible. À certains moments en effet, il n'y a absolument aucune capacité disponible pour déplacer la demande en électricité.

En se basant sur l'analyse réalisée par Agora Energiewende, on peut supposer qu'en Belgique aussi il existe en théorie un potentiel important en matière de load management. L'exploitation de ce potentiel aura certes un prix, mais celui-ci doit être mis en balance avec les alternatives plus coûteuses telles que la construction de centrales de pointe qui seront très peu utilisées. Mais en l'absence des bons incitants, les entreprises auront tendance à adopter une attitude attentiste. La combinaison d'une subvention anticipée et d'une indemnisation en fonction des prestations est probablement la formule la plus efficace. Le load shifting est une partie importante et probablement rentable, mais certes limitée, de la solution.

⁴ Aux moments de pointe, le report d'un quart d'heure de la demande d'électricité peut déjà s'avérer très pertinent.

⁵ Agora Energiewende (2013). Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany. Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Proposition 3 : Soutenir les sources d'énergie renouvelable non en tant que niche mais bien en tant qu'acteur à part entière du marché

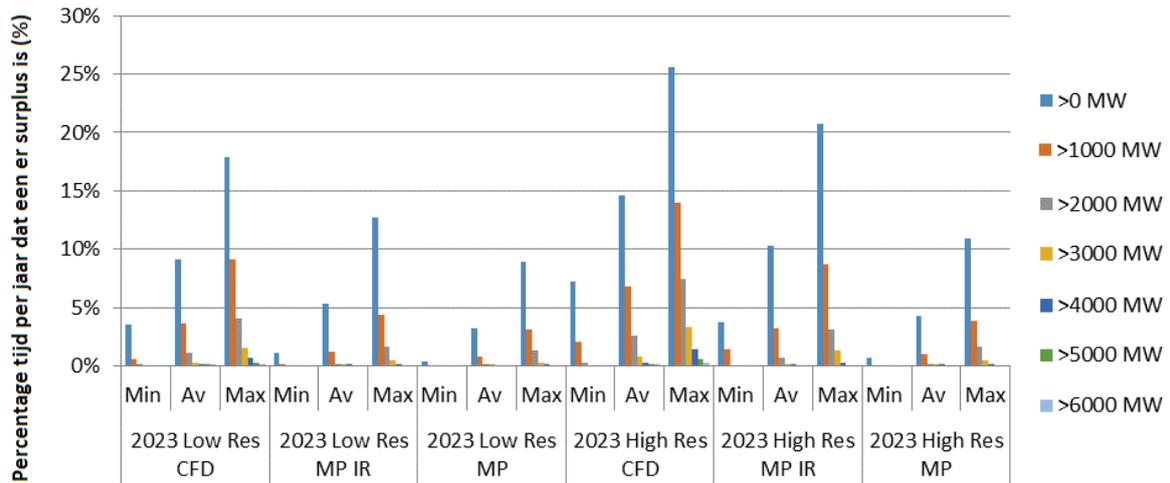
Résumé : les énergies renouvelables doivent être soutenues en conformité avec le marché et non comme un secteur niche qui n'aurait aucun lien avec le système énergétique que nous souhaitons rendre globalement plus écologique, et non partiellement plus écologique. Le risque de surproduction d'électricité devient limité si l'on opte pour un soutien flexible.

L'offre d'électricité doit toujours suivre la demande. Cela sera également le cas si les énergies renouvelables deviennent la source de base de notre futur système énergétique. En l'absence de système de stockage, les technologies tributaires des conditions météorologiques (soleil et vent) ne peuvent cependant fournir qu'une contribution très limitée pour répondre à la demande. À terme, différents systèmes de stockage de l'électricité arriveront probablement sur le marché, mais ils ne seront certainement pas opérationnels avant plusieurs années.

Les résultats obtenus avec le soutien des énergies renouvelables par MWh produit quelle que soit la demande d'énergie, ne sont pas toujours optimaux, avec parfois de la surproduction à des moments où la demande en électricité est très faible. Ceci donne périodiquement lieu à des prix négatifs et illustre la non-flexibilité de l'offre. Cette absence de flexibilité résulte de la combinaison d'une capacité nucléaire non flexible et de subventions de production fixes pour des énergies renouvelables, sans tenir compte de la valeur de marché de cette production. La poursuite de l'expansion de la production renouvelable peut accroître la fréquence et l'intensité d'éventuelles surproductions. Partant de la capacité actuelle et des investissements supplémentaires attendus dans l'éolien et le photovoltaïque, nous avons simulé dans la Figure 2 le risque et l'ampleur de surproduction électrique pour 2023. La simulation a été effectuée pour trois types de corrélations entre production et demande (« Av » étant la corrélation la plus probable entre production et demande), pour deux scénarios d'expansion de la capacité renouvelable (Fortes réserves: « High Res » et faibles réserves : « Low Res ») et pour trois types de soutien de la production renouvelable. CFD est l'abréviation de Contract for Differences, c'est-à-dire une indemnisation par MWh liée au prix du marché auquel l'électricité est vendue. Les deux autres mécanismes supposent une participation au marché (MP) relativement efficace des technologies renouvelables⁶. Dans le cas de « MP IR », les technologies intermittentes (vent et photovoltaïque) sont soutenues en fonction de la demande du marché, ce qui revient à la mise en place de ce qu'on appelle le curtailment, c'est-à-dire un arrêt de la production en cas de très faible demande, afin d'éviter la surproduction. La limitation de la production en cas de faible demande du marché est une mesure inévitabile si la capacité de production intermittente augmente.

⁶ Voir le document de base pour tous les détails.

Figure 2— Ampleur et fréquence de surproduction (d'électricité) en 2023



Pourcentage de temps annuel pendant lequel il y a un surplus (%)

En ce qui concerne la participation au marché (MP), les centrales à biomasse sont elles aussi exploitées en fonction du marché, donc pas en tant que centrales de charge de base, mais de façon flexible en fonction des conditions du marché et avec un facteur de charge⁷ beaucoup plus bas sur base annuelle.

Il ressort de la Figure 2 qu'un soutien des énergies renouvelables dans le cadre d'un scénario à fortes réserves (High Res CFD), d'une façon non conforme au marché, donne lieu à de fréquentes surproductions et parfois à des surproductions extrêmes de plus de 6 000 MW. Ceci doit être évité à tout prix, et l'adaptation des mécanismes de soutien rigides n'est désormais plus une option mais une nécessité. Un soutien de toutes les technologies renouvelables (biomasse incluse) d'une façon plus conforme au marché entraînera des surproductions moins fréquentes et moins extrêmes (jusqu'à 3 000 MW). Cette analyse montre comment des objectifs politiques différents peuvent entraîner une situation paradoxale de surproduction problématique, dans un contexte caractérisé par une marge de réserve négative et de sérieux risques en matière de sécurité. Tant la surproduction qu'une production insuffisante coûtent très cher. Il est dès lors nécessaire d'adapter la politique des subsides à la production destinée à permettre la mise en place d'objectifs d'offre. Les énergies renouvelables doivent être soutenues en conformité avec le marché et non comme un secteur niche qui n'aurait aucun lien avec le système énergétique que nous souhaitons rendre globalement plus écologique, et non partiellement, plus écologique. Une bonne part du risque de surproduction d'électricité disparaît si l'on opte pour un soutien flexible. Cela ne signifie pas pour autant que le soutien des énergies renouvelables deviendra moins coûteux.

⁷ Le facteur de charge mesure l'utilisation de la capacité, en exprimant la production réalisée sous forme de pourcentage de la production théorique à réaliser (en cas de production 24h/24h à puissance maximale).