

L'approvisionnement électrique de la Belgique est-il assuré ?

Fabienne Collard

Avec le retour du froid se pose une nouvelle fois la question de la sécurité d'approvisionnement électrique en Belgique. Au cours de l'hiver 2014-2015, la menace d'une coupure généralisée de l'alimentation du pays (le *black-out*) a été omniprésente dans les médias et le débat politique, sans pour autant se concrétiser. Un tel risque existe-t-il pour cet hiver ?

Dans un premier temps, cette *@analyse* retrace les évolutions du mix énergétique qui expliquent l'apparition depuis quelques années de tensions sur le réseau électrique belge, faisant craindre des problèmes d'approvisionnement. Étant donné que le système électrique fonctionne à flux tendu et que les solutions de stockage sont pour l'instant quasi inexistantes, la demande et l'offre d'électricité doivent à tout moment correspondre. Les pics de consommation attendus durant la période hivernale peuvent être absorbés, d'une part, par les capacités de production propres à la Belgique (nucléaire, fossile et renouvelable) et, d'autre part, par des importations d'électricité et le recours à diverses réserves d'équilibrage. La deuxième partie de ce texte détaille les ressources dont la Belgique pourra disposer durant cet hiver. Sur cette base, il est possible de calculer, dans un troisième temps, le rapport entre la production prévue et la consommation possible et, finalement, de savoir si l'approvisionnement en électricité de la Belgique est menacé ou non cet hiver.

Renouvelable, gaz, nucléaire : des évolutions significatives

Le parc de production d'électricité en Belgique a vécu ces dernières années des développements notables, qui expliquent les tensions apparues depuis quelques années sur le réseau. Sous l'influence de l'Union européenne, et grâce à la mise en place de mécanismes de soutien, la capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est en constante progression depuis 2004. L'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité représentent ainsi 5 176 MW¹ installés fin 2014, contre 1 213 MW en 2009, lorsque l'Union européenne a décidé d'accélérer la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables². Ces sources d'énergie ont l'avantage

¹ Le watt est l'unité de mesure de la puissance. La puissance d'une machine est l'énergie que celle-ci fournit pendant une unité de temps : un watt (1 W) est la puissance d'une machine qui fournit 1 joule (1 J), unité de base en matière d'énergie) toutes les secondes. Un mégawatt (1 MW) vaut 1 million de watts.

² F. COLLARD, « Les énergies renouvelables », *Courrier hebdomadaire*, CRISP, n° 2252-2253, 2015.

d'être peu polluantes, mais présentent le défi d'être fluctuantes, tributaires notamment du soleil et du vent. Il est donc plus difficile d'évaluer leur contribution précise dans la gestion du système électrique. C'est pourquoi, un peu comme un service de prévision météorologique, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia, met à disposition du marché des prévisions de la production d'énergies éolienne et photovoltaïque³. Le reste du marché peut ainsi s'adapter afin que le réseau fonctionne en équilibre. Aujourd'hui, les énergies renouvelables représentent environ 13 %⁴ de la production d'électricité, avec d'importantes fluctuations au cours de l'année. Malgré une capacité croissante de production installée, ces énergies ne sont pas disponibles de manière constante, ce qui explique leur prise en compte encore limitée pour calculer la production totale d'électricité.

Les coûts de production dans les filières renouvelables sont quasiment inexistantes (puisqu'ils dépendent du soleil, du vent, de l'eau, de déchets organiques...). Par contre, les investissements nécessaires pour développer ce type de production d'énergie sont importants, ce qui explique la mise en place de systèmes de soutien public. Suite aux dérapages observés dans la filière photovoltaïque de petite intensité, les énergies renouvelables dans leur ensemble font cependant face aujourd'hui à une volonté moins marquée des autorités publiques de soutenir leur développement. Mais la médiatisation importante autour de la Conférence des Nations unies sur les changements climatiques, tenue fin 2015 à Paris, et les engagements attendus pour 2030 pourraient apporter un souffle nouveau à ce secteur qui, par idéologie ou pour des intérêts économiques, rencontre de nombreuses oppositions. Outre les coûts d'investissement et de soutien qui viennent d'être évoqués, les détracteurs du renouvelable mettent en avant des questions telles que le recyclage des panneaux photovoltaïques en fin de vie ou les nuisances sonores et visuelles qu'incarnent selon eux les éoliennes. À terme, l'innovation pourrait permettre de réduire les nuisances environnementales et sociales. Les avancées technologiques rendent également le renouvelable plus compétitif que par le passé. C'est le cas notamment des panneaux solaires, quatre fois moins chers aujourd'hui qu'il y a dix ans. La capacité de production dont il est tenu compte pour évaluer la question du juste approvisionnement en électricité en Belgique concerne les unités de production reliées au réseau haute tension d'Elia. Cela exclut le photovoltaïque, certaines éoliennes et quelques unités de cogénération. Ceux-ci sont reliés au réseau de distribution (basse tension) et relèvent de l'auto-consommation (comme pour les nombreux panneaux photovoltaïques présents sur les toits des particuliers).

Le choix de développer l'utilisation des énergies renouvelables va de pair avec davantage d'autonomie énergétique. Mais comme le réseau électrique doit toujours être en équilibre et que les énergies renouvelables sont fluctuantes, la production provenant de celles-ci a jusqu'ici été équilibrée par le recours aux centrales au gaz, plus flexibles que les centrales nucléaires et donc plus facilement mobilisables. En 2014, ces centrales représentaient environ 7 000 MW de capacité de production installée. Or il a été annoncé qu'un nombre important de centrales au gaz seraient mises hors service temporairement ou définitivement à partir de 2014. Cette décision s'explique par une moindre utilisation de ces centrales suite au ralentissement économique, à l'augmentation de la production à partir d'énergie renouvelable, ainsi qu'au prix relativement bas de l'électricité par rapport

³ Pour la journée en cours ainsi qu'une prévision à 7 jours.

⁴ Selon les chiffres fournis par la Fédération belge des entreprises électriques et gazières (FEBEG).

au coût du gaz naturel. Des travaux d'entretien nécessaires dans certaines centrales ne sont pas entrepris, faute de rentabilité suffisante. Ces suppressions ne facilitent pas l'intégration du renouvelable dans le mix énergétique. En outre, ces centrales au gaz représentent 39,5 % de la production d'électricité. Selon la Commission de régulation de l'électricité et du gaz, la CREG, la suppression d'environ 2 000 MW de capacité de production issue des centrales au gaz était annoncée entre fin 2013 et fin 2015. Elia a cependant indiqué que 863 MW de capacité resteraient finalement disponibles durant l'hiver 2015-2016.

Enfin, la Belgique dispose d'un parc nucléaire d'une capacité de production totale de 5 919 MW. Mais ce parc est vieillissant, il est soumis à la loi, plusieurs fois revue, de sortie du nucléaire⁵ et il se trouve confronté depuis deux ans à de multiples problèmes, ce qui le rend partiellement hors d'usage. À l'été 2012, le gouvernement fédéral Di Rupo (PS/CD&V/MR/SP.A/Open VLD/CDH) a décidé le prolongement pour dix ans, jusqu'en 2025, de Tihange 1 (962 MW). Ce réacteur est en service depuis 1975. Dès la mi-décembre 2014, le gouvernement Michel (N-VA/MR/CD&V/Open VLD) a entamé des discussions avec Electrabel, filiale du groupe français Engie (ex-GDF Suez) et détenteur à 100 % de Doel 1 (433 MW) et de Doel 2 (433 MW), afin de permettre le prolongement de dix ans de ces deux réacteurs également en activité depuis 40 ans. La raison avancée pour justifier cette remise en question de la loi de 2003 est d'assurer l'approvisionnement énergétique du pays et d'éviter un éventuel *black-out*. Car le nucléaire pèse toujours lourd dans la production d'électricité en Belgique : 47,5 % en 2014. Et parce que les réacteurs de Doel 3 (1 006 MW) et de Tihange 2 (1 008 MW) ont été mis à l'arrêt le 25 mars 2014, suite à la découverte (en 2012) de microfissures dans les cuves de refroidissement, sans que l'on sache à l'époque s'ils pourraient redémarrer ou non. Le 5 août 2014, suite à un sabotage qui a endommagé la turbine à vapeur, c'est le réacteur de Doel 4 (1 039 MW) qui s'est arrêté de manière inattendue ; il a toutefois été remis en service le 19 décembre 2014. Tihange 3 (1 038 MW) est donc le seul réacteur nucléaire n'étant pas encore concerné par la loi de 2003 et n'ayant pas subi d'avarie technique... ou presque : le 13 août 2015, ce réacteur a été mis à l'arrêt suite à un incident technique intervenu lors d'une opération de maintenance ; il a pu redémarrer deux semaines plus tard.

Les réserves d'équilibrage

Compte tenu de ces différentes sources d'instabilité, le gouvernement Di Rupo a mis en place, en 2014⁶, une réserve stratégique pour faire face aux pics de consommation d'électricité. Cette réserve doit contribuer à assurer la sécurité d'approvisionnement pendant la période hivernale et a été constituée pour la première fois lors de l'hiver 2014-2015. Pour déterminer la capacité de production couverte par cette réserve, un calendrier spécifique fait intervenir différents acteurs : Elia, la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie, la CREG (régulateur fédéral pour l'énergie) et le ministre fédéral de l'Énergie.

Sur instruction de ce dernier, Elia lance un appel d'offre auprès des centrales au gaz ayant annoncé leur fermeture prochaine, ainsi qu'aux grands consommateurs industriels afin

⁵ Loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, *Moniteur belge*, 28 février 2003.

⁶ Loi du 26 mars 2014 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, *Moniteur belge*, 1^{er} avril 2014.

d'obtenir leur accord pour la constitution d'une réserve activable entre le 1^{er} novembre et le 31 mars. Aux premiers, il est demandé, contre rémunération, de rester disponibles pour produire de l'électricité, tandis que les seconds s'engagent, en cas de pénurie sur le réseau, à réduire leur consommation. Les contrats qui lient ces centrales et industries à Elia peuvent courir sur plusieurs années. Une fois incluses dans ce processus d'alimentation d'une réserve stratégique, les centrales concernées ne peuvent plus participer au marché de gros de l'électricité. Elles ne tournent plus mais restent mobilisables en cas d'activation de la réserve stratégique. Les besoins à couvrir par celle-ci sont calculés en fonction de plusieurs paramètres : la capacité de production d'électricité disponible, l'estimation des importations réalisables, l'évaluation du niveau d'activité économique, ainsi que l'impact attendu de certaines initiatives de sensibilisation pour une utilisation rationnelle de l'énergie.

Pour l'hiver 2015-2016, la réserve stratégique repose sur des contrats signés en 2014, portant sur une capacité de 750 MW, ainsi que sur une réserve complémentaire, mise en place en 2015, s'élevant quant à elle à 804 MW. La réserve stratégique prévue pour cet hiver repose donc sur une capacité totale de 1 554 MW, qui se répartissent entre 1 196 MW de capacité de production supplémentaire par les centrales au gaz et 358 MW de possibles réductions de consommation, principalement industrielles. Cette réserve a un coût : 58,6 millions d'euros selon la CREG, rien qu'en frais de réservation. Un coût que les consommateurs payeront donc, quoi qu'il arrive, à travers leur facture d'énergie, et ce que la réserve soit activée ou non. En cas d'activation, viendront également s'ajouter des coûts variables pour couvrir notamment l'utilisation de combustible. Il y a donc un enjeu financier réel à évaluer au mieux les besoins que devra couvrir cette réserve en cas de pénurie afin que la sécurité d'approvisionnement soit assurée, mais cela sans coût excessif. Selon la CREG, une surévaluation de 100 MW représente un coût de 3,8 millions d'euros.

La réserve stratégique est activée lorsqu'un déficit de production est identifié quelques jours, voire quelques heures à l'avance. Elle se différencie ainsi des mécanismes traditionnels d'équilibrage du réseau. Ceux-ci peuvent en effet être activés à tout moment pour compenser un déséquilibre sur le réseau électrique belge. Ces réserves de *balancing* sont au nombre de trois – primaire, secondaire et tertiaire – et reposent sur des contrats spécifiques afin de réduire ou d'augmenter la production de certaines centrales ou la consommation de certains sites industriels en cas de besoin. Elia rémunère les acteurs concernés par l'élaboration de ces réserves pour le service rendu. Ce système est opérationnel depuis 2001. La réserve primaire est exigée au niveau européen pour assurer une fréquence stable sur l'ensemble du réseau. Cette fréquence doit en effet rester dans une fourchette de 49,99 Hz à 50,01 Hz pour que le réseau puisse absorber et distribuer l'électricité sans problème d'équilibre. Cette réserve primaire est activable en moins de 30 secondes. La réserve secondaire peut de son côté être activée dans les 15 minutes au maximum et vise à compenser les déséquilibres courants, ce qui participe également à maintenir le réseau dans la fourchette de fréquence demandée. Enfin, la réserve tertiaire est utilisée en cas de déséquilibres et de problèmes de congestion du réseau importants ou pour compenser une variation de fréquence conséquente. Contrairement aux réserves primaire et secondaire qui sont activées automatiquement, sans intervention humaine, la réserve tertiaire est mobilisée manuellement, à la suite d'une décision spécifique d'Elia, dans des cas exceptionnels. Cette réserve est également mobilisable dans les 15 minutes.

Le réseau électrique belge peut enfin compter sur des importations en provenance de France et des Pays-Bas. La Belgique dispose en effet d'une capacité technique d'importation d'environ 3 400 MW du côté néerlandais et 3 900 MW du côté français. Cependant, il ne suffit pas d'additionner ces montants pour obtenir la capacité d'importation nette que pourra revendiquer la Belgique en période hivernale car on parle ici de la capacité totale de transport d'Elia. En d'autres termes, il s'agirait du maximum importable possible d'un point de vue technique. Cependant, le solde d'importation en provenance de l'étranger, surtout en période hivernale, dépend autant de la disponibilité des réserves de production dans les pays voisins que de la capacité de transport sur le réseau. C'est dès lors à Elia, sur la base de ses discussions avec les gestionnaires de réseau français et néerlandais, de proposer une estimation des importations dont pourra bénéficier le réseau belge. En cas de pics de consommation lors de la période hivernale 2015-2016, Elia évalue à 2 700 MW le solde d'importation pour le réseau belge. Dès 2019, il est prévu que la Belgique puisse également disposer d'importations en provenance du Royaume-Uni et d'Allemagne. Les capacités d'importation en provenance des Pays-Bas devraient par contre se réduire de 3 500 MW actuellement à 2 200 MW en 2017.

Le compte est bon

Faisons les comptes. Elia estime que la consommation sur le réseau électrique belge en cas de pic ne devrait pas dépasser 13 500 MW au cours de l'hiver 2015-2016. De son côté, la CREG a mis en graphique (voir à la page suivante) l'évolution attendue des capacités de production sur le réseau belge.

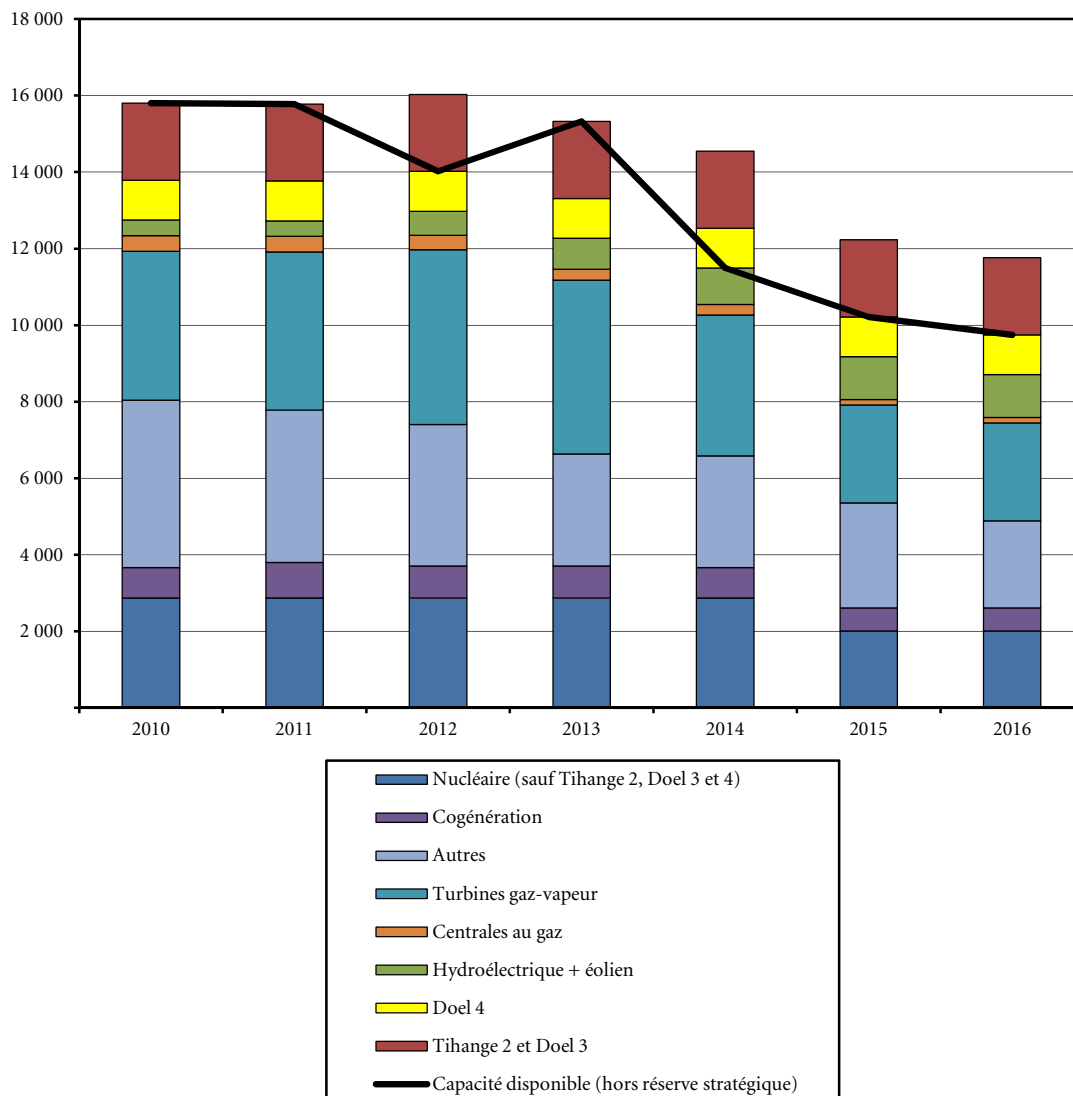
Le mix énergétique belge est en constante évolution. En 2014, le régulateur fédéral tablait sur une capacité disponible, sans prise en compte de la réserve stratégique, d'un peu plus de 10 000 MW en 2015. Cela incluait une fermeture de Doel 1 (à l'arrêt depuis le 15 février 2015, conformément à ce que prévoyait la loi de 2003) et de Doel 2 (40 ans le 1^{er} décembre 2015). En juin 2015, cependant, le Parlement fédéral a modifié la loi de 2003⁷ pour permettre le prolongement des réacteurs 1 et 2 de Doel pour dix ans, à la condition qu'une convention entre Electrabel, leur propriétaire, et l'État belge soit signée le 30 novembre 2015 au plus tard. La loi a ainsi prévu qu'Electrabel devait consentir les investissements nécessaires pour le prolongement des réacteurs et, en échange, puisse obtenir une révision à la baisse de la taxe nucléaire dont elle doit s'acquitter. Le *timing* était plus que serré car, en l'absence d'un accord, les réacteurs de Doel 1 et Doel 2 devaient s'arrêter définitivement le 31 mars 2016. On reviendra plus loin sur ce point.

La capacité de production estimée par la CREG en 2014 tablait par ailleurs sur l'indisponibilité de Doel 3 et de Tihange 2. Cependant, le 17 novembre 2015, l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) a donné son feu vert au redémarrage, à la mi-décembre, de ces deux réacteurs. Selon l'AFCN, « Electrabel a pu démontrer de manière convaincante que les microbulles d'hydrogène présentes dans les parois des cuves n'avaient pas d'impact inacceptable sur la sûreté des réacteurs »⁸.

⁷ Loi du 28 juin 2015 modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir l'approvisionnement sur le plan énergétique, *Moniteur belge*, 6 juillet 2015.

⁸ Communiqué de presse de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire, 17 novembre 2015.

Évolution de la capacité de production en Belgique entre 2010 et 2016 (en MW)



Source : Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), « Étude relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité », 8 septembre 2014, p. 15 (disponible en ligne : www.creg.info/pdf/Etudes/F1352FR.pdf).

Ces éléments nouveaux ont sensiblement modifié la donne et ont incité la ministre fédérale de l'Énergie, Marie-Christine Marghem (MR), qui soutient un prolongement de Doel 1 et de Doel 2⁹, à réexaminer le dossier, ce qu'ont également souhaité le CD&V et l'Open VLD. La ministre affirmait cependant que la mise à disposition de Doel 3 et de Tihange 2 ne suffisait pas pour résoudre la question de la sécurité d'approvisionnement. La N-VA n'a, de son côté, jamais caché son engouement pour une prolongation.

Le 30 novembre 2015, date limite pour conclure les négociations en vue du redémarrage des réacteurs de Doel 1 et Doel 2, un accord est intervenu entre le gouvernement fédéral et Engie, actionnaire majoritaire d'Electrabel. La prolongation coûtera quelque 700 millions

⁹ L'opposition lui a d'ailleurs reproché d'avoir évacué la nécessité d'organiser une étude d'incidence.

d'euros à Engie. En échange, la taxe nucléaire imposée au groupe est revue à la baisse : 200 millions d'euros en 2015 et 130 millions d'euros en 2016¹⁰ (contre 550 millions par an ces dernières années). Tihange 1 fait l'objet d'un système spécifique de répartition des bénéfices entre Electrabel et la Belgique (70 % de la marge bénéficiaire ira à l'État belge). À partir de 2017, Electrabel payera 20 millions d'euros de redevance annuelle pour Doel 1 et Doel 2. Selon l'accord, ce montant sera alloué à la transition énergétique. Sur les quatre réacteurs restants, le groupe a obtenu de ne plus verser à la Belgique que 34 % de ses marges bénéficiaires, avec un minimum garanti de 150 millions d'euros en faveur de l'État belge pour 2017, 2018 et 2019 (à condition que les quatre réacteurs tournent sans encombre). Ce minimum sera renégocié tous les trois ans à partir de 2020.

Par ailleurs, même si Doel 1 et Doel 2 ne sont pas les réacteurs les plus rentables pour Engie, le groupe semble y voir un pré-requis pour une opération plus profitable : le prolongement de quatre autres réacteurs (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) au-delà de leur fermeture prévue en 2025. Pour cela, Gérard Mestrallet, CEO du groupe, a tenu à montrer patte blanche, arguant que le fournisseur d'énergie s'engage à investir pour 4,3 milliards¹¹ d'euros en Belgique sur les dix prochaines années¹², à doubler la capacité éolienne terrestre en Belgique d'ici 2020, à développer largement l'éolien en mer du Nord, et à investir dans des centrales au gaz, dans la biomasse, dans l'énergie solaire, dans l'hydroélectrique ou encore dans les solutions de stockage, comme à Coe. Cet engagement verbal prononcé devant les médias ne figure toutefois pas intégralement dans l'accord.

Sur cette base, refaisons les calculs. En 2015, la Belgique dispose de 10 000 MW de capacité de production, auxquels il faudrait logiquement ajouter les 2 000 MW de Doel 3 et Tihange 2 (pour autant que les deux réacteurs redémarrent comme prévu à la mi-décembre). Pour les 866 MW de Doel 1 (à l'arrêt depuis le 15 février 2015) et Doel 2 (à l'arrêt pour révisions), les choses sont moins claires, mais Philippe Van Troeye, directeur général d'Electrabel, a laissé entendre que les réacteurs seraient à nouveau en activité avant la Noël. Si on tient également compte du fait que, selon Elia, un peu plus de 860 MW¹³ sont (contrairement à ce qui avait été annoncé) toujours disponibles du côté des centrales au gaz, le total des capacités de production pour l'hiver 2015-2016 avoisinerait 13 726 MW, soit un peu plus que la capacité nécessaire en cas de pic de consommation (13 500 MW). La Belgique peut également compter sur des importations possibles à hauteur de 2 700 MW, selon les prévisions d'Elia. Compte tenu des dernières évolutions, ce chiffre devrait cependant être revu à la baisse car la disponibilité de l'ensemble du parc nucléaire à Doel augmente la capacité de production disponible mais limite les possibilités d'importation via la frontière nord. Pour l'hiver 2015-2016, la Belgique peut également compter sur une réserve stratégique déjà constituée de 1 554 MW. Dès lors, sur papier, les besoins en approvisionnement d'électricité devraient être largement rencontrés, même si importer de l'électricité ainsi que mettre en place une réserve stratégique et l'activer ne sont pas sans impliquer des coûts supplémentaires.

¹⁰ Ces montants portent sur les revenus pour Electrabel par l'exploitation des centrales nucléaires du pays en 2014 et 2015, période durant laquelle les arrêts des réacteurs furent nombreux.

¹¹ Dont 280 millions d'euros par an pour le seul entretien du parc existant.

¹² En plus de la somme de 1,3 milliard d'euros à déboursier pour la prolongation de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2.

¹³ La CREG estime même ce chiffre à environ 1 000 MW.

Si, néanmoins, tout cela n'était pas suffisant, l'ultime recours serait alors la mise en œuvre du plan de délestage envisagé par le gouvernement fédéral depuis l'hiver 2014-2015. Le principe est simple : en cas de nécessité, il s'agit de délester des parties du réseau électrique afin d'éviter un *black-out*. Actuellement, huit tranches de délestage sont prévues (il y en avait six lors de l'hiver 2014-2015), représentant chacune une puissance comprise entre 500 MW et 750 MW. Une même tranche peut concerner des communes de différentes régions du pays. En cas de coupure, le délestage devrait durer environ trois heures et certains utilisateurs prioritaires (hôpitaux ou centres de gestion des appels d'urgence, par exemple) seraient réalimentés en tout premier lieu.

Un danger réel ?

La menace du *black-out* et du recours au délestage ont fourni un sujet de choix aux médias durant l'hiver 2014-2015, alors que ce dernier s'avérait finalement fort clément, repoussant la question à plus tard. Chaque jour, la météo rassurait les Belges qui se voyaient déjà, un jour ou l'autre, plongés dans le noir le plus total : « L'indice est au vert, les besoins énergétiques seront rencontrés ». A-t-on trop vite crié au loup ?

Durant l'hiver 2014-2015, l'indisponibilité de Tihange 2, de Doel 3 et de Doel 4 a rendu la situation tendue sur le réseau et aurait pu mener à des problèmes d'approvisionnement. Grâce à un hiver doux, au redémarrage de Doel 4 en décembre, à des importations plus élevées que par le passé et au report de travaux d'entretien prévus pour les autres réacteurs nucléaires, la situation est restée sous contrôle.

Depuis lors, des mesures complémentaires ont été prises : la réserve stratégique a été doublée par rapport à l'hiver passé, la fermeture annoncée de plusieurs centrales au gaz a été annulée et la capacité d'importation de pointe a été optimisée par un renforcement à la frontière nord. La relance des réacteurs nucléaires de Doel 3 et de Tihange 2 rend plus improbable encore le risque de pénurie d'électricité cet hiver. À tout cela vient enfin de s'ajouter l'accord permettant le prolongement de ceux de Doel 1 et Doel 2.

Pour autant, l'évolution du mix énergétique au cours de ces dernières années a fait naître des incertitudes sur les capacités disponibles sur le réseau. La Belgique ne s'est jusqu'ici pas inscrite dans une politique d'investissement claire pour le renouvellement de son parc énergétique. Si l'on considère qu'en proposant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (financés, en l'occurrence, par le consommateur), la Belgique ne fait que répondre à des objectifs imposés par l'Union européenne, la seule réponse, à ce jour, du gouvernement fédéral a été de négocier le prolongement de trois des sept réacteurs nucléaires belges. Pourra-t-on poursuivre sur cette seule voie jusqu'en 2025, voire au-delà ? Qui plus est dans un cadre politique qui évolue au gré des changements de coalitions.

Même si l'objectif n'est pas ici d'aborder des questions environnementales et socio-économiques, même s'il s'agit de n'entrevoir que l'avenir pur et simple de l'approvisionnement électrique, quelques éléments doivent rester à l'esprit. La dépendance énergétique envers les pays voisins ainsi que la mobilisation d'une réserve stratégique plus ou moins importante représentent un coût supplémentaire pour le consommateur belge. Celui-ci verra également sa facture d'énergie augmenter, que ce soit suite au prolongement des centrales atomiques (puisque la taxe nucléaire sera revue à la baisse et qu'Electrabel est libre de répercuter sur la facture des consommateurs les investissements consentis) ou

à une décision d'investir dans le renouvelable, dans des systèmes de gestion efficaces de la consommation énergétique (notamment industrielle), ainsi que dans des procédés innovants de stockage. Cette catégorie d'investissements offrira cependant, à terme, une plus grande autonomie énergétique à la Belgique, avec l'avantage supplémentaire qu'une fois amorti le coût des infrastructures, les sources d'énergie utilisées s'avèrent très bon marché, voire gratuites (vent, soleil...). Il est par contre vraisemblable que les investissements nécessaires pour permettre le prolongement des centrales nucléaires belges en appellent d'autres, bien plus importants encore, une fois celles-ci arrivées en fin de vie et par la suite. En la matière, aucune solution de remplacement n'a jusqu'ici été concrètement évoquée.

Au lendemain de l'accord intervenu avec Engie, le gouvernement fédéral dirigé par Charles Michel assurait avoir œuvré dans le sens « d'une accélération de la transition énergétique ». Pourquoi ne pas y voir le verre à moitié plein ? La ministre Marghem a même assuré que l'Autorité fédérale allait travailler avec les Régions afin de mettre en place un pacte énergétique allant dans ce sens. Il faut cependant espérer que ces niveaux de pouvoir s'accorderont plus rapidement et de manière plus harmonieuse que pour la répartition entre eux de l'effort climatique (le *burden sharing*). Car l'idée n'est pas neuve mais, comme le reste de la politique énergétique belge, elle est restée au point mort. Néanmoins, une question subsiste : ne serait-il pas temps, comme première étape essentielle et incontournable, de définir quelle sera concrètement cette transition énergétique, avec la part attendue de chaque type de production (renouvelable, fossile, nucléaire) et la répartition des efforts à consentir par chacun, dans un scénario qui reste supportable pour les consommateurs d'énergie et compatible avec les engagements en matière climatique ?

Pour citer cet article : Fabienne COLLARD, « L'approvisionnement électrique de la Belgique est-il assuré ? », *Les @analyses du CRISP en ligne*, 11 décembre 2015, www.crisp.be.