

Par quoi remplace-t-on le nucléaire ?

Toujours est-il que cette base de production « fiable », la Belgique s'apprête donc à s'en passer. Et pour éviter que « la lumière ne s'éteigne », il faut mettre en place des moyens de production alternatifs. La solution la plus évidente est celle des centrales au gaz, notamment parce que celles-ci sont facilement « pilotables » : elles peuvent être allumées et éteintes rapidement pour combler les manques de production du renouvelable, ce que les centrales au gaz existantes font déjà actuellement pendant les pics de consommation – typiquement les longues soirées d'hiver.

C'est d'ailleurs l'un des défauts des centrales nucléaires : leur puissance est difficilement modulable, et quand elles tournent, elles tournent à plein régime 24 h/24. A plusieurs reprises ces derniers mois, la ministre de l'Énergie, Tinne Van der Straeten (Groen), s'est émue du fait que lors de période de grand vent et donc de forte production éolienne, il a fallu mettre des moulins à l'arrêt à défaut de pouvoir limiter rapidement les réacteurs, sous peine de se retrouver avec un « trop-plein » d'électricité. Pour la ministre, les centrales au gaz sont la solution préférée pour former un couple complémentaire avec les moyens de production renouvelables. Même si c'est au prix d'une augmentation des émissions de CO₂.

D'après les calculs effectués par son administration, sur base des évaluations d'Elia et de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (Creg), ce sont trois nouvelles centrales au gaz – pour une puissance totale de 2,4 GW – qu'il est nécessaire de construire dans notre pays d'ici le fameux hiver 2025-2026. Problème : il faut trouver des énergéticiens qui acceptent d'investir des sommes importantes – de l'ordre du demi-milliard d'euros par unité – pour construire ces centrales, et qui s'engagent à fournir la capacité qui leur sera demandée. Difficile aujourd'hui de prédire quelle quantité exacte d'électricité devra être produite dans cinq ans et quels revenus les énergéticiens pourront en tirer en la vendant – bien malin celui qui peut prédire le prix du gaz et de l'électricité à cette échéance. Ces revenus permettront-ils de couvrir leurs investissements et leurs coûts de fonctionnement ou se retrouveront-ils avec un manque à gagner ? Il y a là un risque que les industriels ne sont pas forcément prêts à prendre. Dans ces conditions, pas de miracle : pour les inciter à investir dans ces nouvelles capacités, il faut les « subsidier ». C'est l'objectif du mécanisme de rémunération de capacité (CRM), déjà utilisé dans d'autres pays européens.

C'est quoi le CRM et combien ça va coûter ?

Initié par Marie-Christine Marghem et achevé par Tinne Van der Straeten, le CRM vise donc à compenser l'éventuel manque à gagner des producteurs. Il fonctionne via un système d'enchères : en substance, les candidats soumettent leurs projets et la quantité de « subsides » nécessaire pour rentrer dans leurs frais, et les moins « gourmands » l'emportent. Ces enchères se dérouleront en deux rounds. Le premier, qui s'est ouvert ce mois-ci, devrait attirer les producteurs industriels. Le second, qui aura lieu en 2024, devrait plutôt se concentrer sur la gestion de la demande – des gros clients qui acceptent de diminuer leur consommation quand Elia le leur demande –, les batteries – la ministre fonde beaucoup d'espoir dans le développement de cette technologie – et les interconnexions avec les pays voisins. Ce mécanisme de rémunération de capacité aura, comme son nom l'indique, un coût. Les dernières estimations faisaient état d'une facture qui oscillerait entre 238 et 253 millions par an – même si la ministre Van der Straeten insiste sur le fait que le montant exact ne sera connu qu'à l'issue des enchères. Ces centaines de millions viendront-ils alourdir la facture des consommateurs ? Le gouvernement a juré ses grands dieux qu'il n'en serait rien : d'autres postes de prélèvement fédéraux devraient être allégés à due concurrence. Mais dans le double contexte de la solide addition laissée dans les finances publiques par la pandémie de covid et de la flambée des prix de l'énergie – dont de nombreux experts estiment qu'ils devraient être durablement plus élevés dans les années à venir –, la question du coût du CRM risque encore de provoquer quelques remous.

Qui veut construire des centrales au gaz ?

La période de dépôt des dossiers de candidatures auprès d'Elia pour le premier round d'enchères se clôture ce jeudi 30 septembre à 17 heures. Le gestionnaire du réseau haute tension fera alors tourner un algorithme qui déterminera les gagnants et les perdants. Une liste qui devrait être connue le 30 octobre au plus tard, après approbation par la Creg. Mais qui seront précisément les candidats ? A priori, l'ensemble des moyens de production déjà existants – à l'exception de ceux qui sont subsidiés par ailleurs, comme le renouvelable – sont admis à participer au CRM. S'y ajouteront donc des projets de nouvelles centrales au gaz. On sait que plusieurs industriels sont intéressés. Engie défend trois projets à Vilvorde (875 MW), Les Awirs (875 MW) et Amercœur (320 MW), Luminus deux à Seraing (870 MW) et Wondelgem (235 MW), Eneco un à Manage (870 MW), Tessenenderlo Group un à Tessenenderlo (900 MW) et RWE un à Dilsen-Stokkem (930 MW). Aucun de ces producteurs n'a toutefois à cette heure confirmé qu'il postulerait effectivement. C'est qu'une grosse incertitude plane toujours : celle de l'obtention des permis, et des recours qui sont pendants. Engie s'est vu refuser le permis à Vilvorde par la province du Brabant flamand et a interjeté appel auprès de la ministre flamande de l'Environnement, Zuhal Demir (NV-A). Cette dernière tient aussi entre ses mains le sort du permis de Tessenenderlo. Et elle a refusé le permis de RWE, au motif que la centrale, qui serait située à proximité d'une réserve naturelle, rejeterait trop d'oxydes d'azote et d'ammoniac. Les projets de Seraing, Wondelgem, Les Awirs et Amercœur ont reçu leur permis, mais ceux-ci font l'objet de recours. Quant à la centrale de Manage, son permis a été assorti d'une obligation d'y adjoindre une installation de capture du CO₂, ce qui pourrait en hypothéquer la rentabilité. Les industriels concernés prendront-ils le risque de déposer un dossier pour une centrale qui pourrait *in fine* ne pas voir le jour faute de permis ?

Certes, la Creg a indiqué que la non-obtention du précieux feu vert pourrait relever de la force majeure, ce qui dispenserait le candidat malheureux de devoir payer les pénalités prévues s'il devait être dans l'incapacité de construire sa centrale. Il n'empêche, dans les états-majors, on refait les calculs jusqu'à la dernière minute. Des calculs encore compliqués par une inconnue : l'éventuelle prolongation du nucléaire qui bouleverserait les projections de revenus si elle devait advenir.

Et si on prolongeait le nucléaire ?

Dans ce contexte, de plus en plus de voix s'élèvent pour que l'on conserve en Belgique une capacité de production nucléaire. Dans l'accord de gouvernement, l'exécutif d'Alexander De Croo (OpenVLD) s'est d'ailleurs réservé la possibilité de prolonger la durée de vie de 2 GW – les réacteurs de Doel 4 et Tihange 3 – au cas où la sécurité d'approvisionnement du pays ne serait pas assurée en dépit des résultats du CRM. Une décision qui se fera sur base d'une étude menée par la DG Energie, et qui interviendra « en novembre ». Ici encore, il y aura matière à passes d'armes au sein de la coalition Vivaldi.

Mais quand bien même le gouvernement prendrait la décision de prolonger, encore faudrait-il qu'Engie accepte de le faire. Et là, ce n'est pas gagné. Pour l'énergéticien français, le nucléaire, c'est déjà du passé. « Le nucléaire a un rôle majeur à jouer dans le mix énergétique du futur », expliquait encore Catherine MacGregor, la directrice générale d'Engie, en mai dernier. « Nous avons une opération nucléaire en Belgique qui, à cause de la loi belge, est amenée à s'arrêter. Nous devons faire des choix. Le nucléaire, ce n'est pas pour Engie ». Voilà qui est clair.

De toute façon, pour Engie, il est déjà trop tard pour prendre la décision de prolonger les centrales. L'exploitant du parc nucléaire belge le dit dans toutes les langues depuis belle lurette. Engie a fait son planning : pour maintenir l'activité à Doel et Tihange, il aurait fallu que le gouvernement prenne cette décision à la fin de l'année dernière. En cause : les délais pour adopter une nouvelle loi de prolongation, faire une étude d'incidences environnementales préalable et une consultation publique transfrontalière, commander, enrichir et préparer le combustible nucléaire, et faire les travaux d'amélioration de conception des deux réacteurs. Concernant ces derniers, impossible de les réaliser a posteriori comme cela avait été le cas pour Doel 1 et 2 : l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) ne donnera le nouveau permis d'exploitation que si les travaux – qui intègrent les nouvelles normes post-Fukushima – sont terminés. Dans le meilleur des cas, dit l'énergéticien, il ne serait prêt qu'en mai 2026, soit onze mois trop tard par rapport aux exigences de l'AFCN.

Impossible de prolonger, donc ? Certains ne veulent voir dans les déclarations d'Engie qu'une volonté de faire monter les enchères pour ensuite se présenter en « sauveur » du pays. La facture des travaux d'amélioration de Doel 3 et Tihange 4 se montant à un milliard d'euros, Engie serait en position de force pour obtenir les conditions les plus avantageuses possibles de la part d'un gouvernement qui se trouverait potentiellement aux abois pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Pour d'autres observateurs, les choses se présentent différemment par rapport aux prolongations de 2015 : les deux réacteurs se retrouveraient « isolés » dans une filière nucléaire vouée à disparaître, avec des sous-traitants pas forcément très enclins à investir pour ce dernier sursaut et des travailleurs hyper-spécialisés qui préféreraient peut-être quitter le navire pour monnayer leurs compétences ailleurs tant qu'il en est encore temps. De quoi conforter Engie dans sa volonté de tourner une fois pour toutes la page du nucléaire en Belgique.



Dix-huit ans après la loi de sortie du nucléaire, les réacteurs tournent toujours... © PIERRE-YVES THIENPONT.