

La planification de la fermeture des centrales nucléaires : justifications théoriques et cas pratiques

Romain Bizet, François Lévêque

La question de la fermeture des centrales nucléaires a figuré au cœur des débats lors de l'adoption de la loi concernant la transition énergétique en France. Le rôle de l'État dans la gestion du parc nucléaire se trouve ainsi posé. Ces dernières années, depuis l'accident de Fukushima-Daiichi en 2011, on a constaté que la puissance publique, prenant le pas sur les opérateurs et les instances indépendantes, était intervenue dans la décision de fermer les centrales, notamment en Allemagne et en Belgique. Quels sont les arguments économiques qui justifient l'intervention publique en matière de pilotage de l'évolution du mix électrique et du calendrier de fermeture anticipée de ces centrales ?

1. Justification de l'intervention publique

La théorie économique justifie l'intervention publique dans trois situations classiques : la présence d'externalités, le monopole naturel, et la fourniture de biens publics [Lévêque, 2004]. La production d'électricité est un exemple typique de la première situation [Oates & Baumol, 1975 ; Eyre, 1997]. En effet, les externalités liées à la production d'électricité sont variées : pollution atmosphérique locale et globale, risque d'accidents pour les populations proches des sites, etc. Nous nous intéressons ici uniquement aux arguments qui justifient l'intervention publique portant sur le mix électrique d'un pays. Sauf mention contraire, nous ferons donc l'hypothèse que les externalités spécifiques de chaque type de moyens de production d'électricité sont corrigées par des mesures *ad hoc*.

Les opérateurs de centrales électriques disposent d'incitations privées à fournir une certaine diversité technologique. La variation

dans le temps des besoins électriques favorise l'utilisation de moyens de production variés : il est ainsi plus intéressant pour un opérateur d'utiliser une centrale nucléaire afin de produire les besoins d'électricité de base et de recourir aux centrales dont le coût fixe sera moins élevé afin de subvenir aux besoins électriques de pointe. Ces incitations sont cependant insuffisantes car elles ne prennent pas en compte les bénéfices sociaux issus de la diversification d'un parc électrique. Les opérateurs supportent l'intégralité du coût de la diversification de leur parc, mais ils n'en retirent qu'une partie des bénéfices. Nous allons voir que la société bénéficie de la diversité technologique de plusieurs façons.

La diversité technologique est d'abord un élément clé de la sécurité d'approvisionnement énergétique. Cette notion est définie par l'OCDE comme « *la résilience d'un système énergétique à des événements exceptionnels et imprévus qui menacent l'intégrité physique de l'acheminement de l'énergie et peuvent entraîner des hausses irrégulières des prix de*

l'énergie, indépendamment des fondamentaux économiques » [Nuclear Energy Agency, 2011]. La société bénéficie de la diversification des moyens de production lorsque celle-ci diminue l'impact de ces événements exceptionnels sur les variations du prix de l'électricité. L'écart entre les bénéfices sociaux et privés est illustré par Roques, Newberry et Nuttall, qui montrent par exemple que la construction de centrales à gaz exerce une externalité positive sur la rentabilité des centrales à gaz existantes : en construisant de nouvelles centrales à cycles combinés, la corrélation entre prix du gaz et prix de l'électricité augmente, ce qui diminue la volatilité des recettes perçues par les investisseurs. Cette externalité serait responsable de la forte croissance du parc de centrales à gaz installée au Royaume-Uni dans le courant des années 1990 [Roques *et al.*, 2006].

La diversification d'un parc électrique peut également bénéficier à l'industrie et à l'économie d'un pays, mais être entravée par différentes barrières. Par exemple, l'énergie solaire d'origine photovoltaïque a réduit ses coûts d'un facteur 100 depuis les années 1950 [Nemet, 2006]. Cette courbe d'apprentissage suggère que l'investissement et l'installation de capacités de production supplémentaires, bien que non compétitive aujourd'hui avec les moyens de productions conventionnels, permettra demain d'obtenir de l'électricité d'origine photovoltaïque à des coûts compétitifs. Différentes barrières de nature technologique ou financière sont identifiées par Neuhoff [2005]. L'une d'entre elles est le caractère incertain de l'évolution de la courbe d'apprentissage qui réduit les incitations privées à réaliser ces investissements. L'intervention publique peut y remédier en subventionnant les technologies immatures dont l'installation pourrait déclencher des effets d'apprentissage ou des retombées macroéconomiques positives. L'*Energy Policy Act* voté en 2005 aux États-Unis et les prêts fédéraux proposés en 2008 par le *Department of Energy* en sont de bons exemples. Ils ont garanti des fonds importants (78,5 Mds\$ pour l'installation de centrales à énergies renouvelables et 18,5 Mds\$ pour la construction de nouvelles centrales

nucléaires) ainsi que des baisses de taxes pour les opérateurs souhaitant construire de nouvelles centrales¹.

2. Exemples aux États-Unis et au Royaume-Uni

Lorsque la puissance publique décide d'intervenir sur l'évolution de son mix électrique, deux questions se posent.

La première consiste à savoir si l'intervention est justifiée du point de vue de l'intérêt général. Les défaillances du marché relevées précédemment ne légitiment pas, à elles seules, l'intervention. En effet, la théorie économique explique que l'intervention publique n'est souhaitable que si les bénéfices sociaux qu'elle génère sont supérieurs aux coûts sociaux de sa mise en œuvre. L'analyse coûts-bénéfices est un outil qui permet d'évaluer le bien-fondé d'une intervention. Cette analyse consiste à identifier et à quantifier les impacts économiquement pertinents d'un projet, à évaluer ces impacts de façon monétaire, à les pondérer et à les actualiser [Hanley & Spash, 1993]. Par le calcul d'une valeur actuelle nette, elle permet non seulement d'estimer si un projet est nécessaire, mais également de comparer différentes variantes du projet.

La seconde question concerne le choix des modalités de l'intervention publique : quels sont les instruments que l'État peut utiliser pour modifier le cours de l'évolution du mix électrique ? L'État peut fixer un objectif de mix électrique de long terme afin que les opérateurs adaptent progressivement leur parc en fonction de cet objectif lorsqu'ils doivent construire de nouvelles capacités pour remplacer des installations existantes ou répondre à la croissance de la demande. C'est par exemple l'approche adoptée aux États-Unis où les *State Public Utility Commissions* (SPUC) fixent des objectifs de long terme pour le mix électrique de chaque État. Ces objectifs (les *Renewables Portfolio Standards*, RPS) portent sur la part des renouvelables

1. Accéder aux détails de l'*Energy Policy Act* de 2005 : <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/USA--Nuclear-Power-Policy/>

dans le mix électrique à un horizon donné. En Californie, par exemple, cet objectif a été fixé en 2003 à 33 % de renouvelable dans le mix électrique à l'horizon 2020. La coopération des opérateurs est contrôlée grâce à un mécanisme incitatif complexe qui comprend un marché de certificats d'émissions visant certains opérateurs privés, des tarifs d'achats garantis et des programmes spécifiques concernant les projets d'installation de panneaux solaires photovoltaïques². Un rapport de coopération doit également être rendu à la *California Public Utility Commission* chaque année par chaque distributeur d'électricité. Ce rapport doit indiquer l'évolution de la participation du distributeur dans l'atteinte des objectifs fixés par les RPS.

L'État peut également décider d'intervenir d'une façon plus forte, en incitant ou en contraignant le choix des dates d'investissement des opérateurs ou de fermeture de leurs installations. Par exemple, le gouvernement britannique a mis en place une réforme du marché de l'électricité visant à inciter les exploitants à investir plus vite et plus massivement dans les moyens de production d'électricité décarbonée. Un prix plancher du carbone a été fixé à 15,7 £/t_{CO_2} en 2013 ; il sera augmenté graduellement de façon à atteindre 70 £/t_{CO_2} en 2030. Les *Contracts for Difference* assureront aux producteurs d'électricité décarbonée un prix en accord avec leurs coûts, diminuant ainsi les risques liés à la volatilité à long terme des prix de l'électricité. Enfin, une mesure de régulation des nouvelles centrales utilisant des combustibles fossiles imposera un plafond d'émission de 450 $\text{g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ [Department of Energy & Climate Change, 2012]. La réforme britannique altère la rentabilité des moyens de production d'électricité émettant du CO_2 . Cela aura un effet sur les constructions de nouvelles centrales, mais également sur les centrales existantes. L'augmentation des coûts d'exploitation de ces centrales entraînera l'anticipation de leur fermeture. Selon le site d'informations Bloomberg, le Royaume-Uni a fermé 8,2 GW de centrales à charbon depuis

2. Consulter le détail du contrôle de l'atteinte de ces objectifs : <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/procurement.htm>.

2012. La prise d'effet de la nouvelle norme sur les émissions de CO_2 en 2016 devrait accentuer ce rythme de fermeture et seules trois centrales à charbon devraient survivre après 2023³. Notons que le prix plancher du carbone et le plafond d'émission par kWh sont des mesures qui tendent à corriger les externalités environnementales des technologies de production d'électricité. Plus précisément, ces mesures visent à pallier des réglementations existantes qui ne les corrigent pas assez (mécanisme européen des permis d'émission négociables, normes anti-pollution trop faibles).

Nous retiendrons de ces deux exemples que la puissance publique peut intervenir plus ou moins fortement sur la trajectoire d'évolution de son mix électrique. En fixant un objectif de long terme, elle laisse les opérateurs optimiser l'utilisation de leurs actifs et remplacer progressivement les centrales existantes par les nouveaux moyens de production souhaités. En agissant sur la rentabilité des différents types de centrales ou en contraignant les opérateurs à fermer certains moyens de production, l'État peut modifier le calendrier de fermeture des centrales existantes et piloter l'atteinte du mix recherché.

3. Quel « bon » calendrier de fermeture pour les centrales nucléaires ?

Le vieillissement des centrales nucléaires est un phénomène qui n'est pas propre à la France. Notre planète comptait 434 réacteurs nucléaires en activité dans 31 pays à la fin de l'année 2013. Plus de 60 % de ces réacteurs ont déjà fêté leur vingt-cinquième anniversaire [Biol, 2014]. Dans les pays dotés de l'atome civil, ce vieillissement soulève des questions portant sur la fermeture, la prolongation ou le remplacement des moyens de production.

On peut d'abord penser que la fermeture d'un réacteur nucléaire est justifiée lorsque l'investissement nécessaire à la poursuite d'exploitation ne pourra pas être rémunéré par la vente de l'électricité produite. Cette

3. Bloomberg, *Most UK Coal Power Plants Seen Shut by 2023 on Climate Rules*, July 10th 2014.

décision semble donc revenir à l'opérateur, le mieux placé pour connaître ses coûts et ses recettes espérées. Aux États-Unis par exemple, la prolongation des centrales nucléaires existantes est réglementée et supervisée par la *US Nuclear Regulatory Commission* (NRC). Les extensions de licences proposées par la NRC sont valables 20 ans et peuvent être demandées à partir du vingtième anniversaire du début d'exploitation d'une centrale⁴. L'extension d'une licence assure que l'opérateur et le régulateur continueront de maintenir et d'améliorer le niveau de sûreté d'une installation nucléaire. Cette condition est nécessaire à la prolongation de l'exploitation d'un réacteur, mais n'est pas une condition suffisante : la décision finale de prolonger ou non un réacteur dépend des perspectives économiques de la centrale ; elle revient donc à l'opérateur. En 2013 par exemple, la centrale de Kewaunee a été fermée alors que l'extension de sa licence avait été accordée par la NRC en 2011. Selon Dominion, son opérateur, la centrale a été fermée pour des raisons purement économiques : la fin des tarifs d'achats garantis par l'État du Wisconsin et les mauvaises perspectives de prix de gros de l'électricité ne justifiaient plus l'exploitation⁵. Aux États-Unis, les décisions de calendrier d'exploitation des réacteurs nucléaires sont ainsi laissées à la seule main des opérateurs et de l'autorité de sûreté indépendante.

Mais le vieillissement d'un parc nucléaire peut aussi poser plusieurs problèmes qui entrent directement dans le cadre des justifications de l'intervention du législateur ou du gouvernement. L'âge avancé d'une large majorité du parc nucléaire peut poser un problème de sécurité énergétique. S'il s'avère nécessaire de fermer les centrales à 40 ans, alors il sera nécessaire de construire d'importantes capacités de production en un temps très court. Ce besoin peut alors créer des risques de sécurité d'approvisionnement. C'est par exemple le cas en Belgique où le

rapport de la commission d'experts Gemix [2009] préconise l'extension de la durée de vie des trois « doyennes » du parc belge de 10 ans, et des quatre tranches plus jeunes de 20 ans. Ce rapport souligne la menace de pénurie de capacité à un horizon très proche si les centrales nucléaires devaient effectivement être fermées dès leur quarantième anniversaire.

Le vieillissement des centrales nucléaires pose ensuite un problème d'évolution du mix électrique. Imaginons le cas fictif d'un pays disposant d'un mix électrique bien équilibré qui soumet la population à un risque de sécurité d'approvisionnement jugé raisonnable, mais dont le parc nucléaire est vieillissant. Aujourd'hui, le remplacement d'un réacteur nucléaire âgé par un réacteur nucléaire nouveau coûte cher, car les coûts du nucléaire nouveau sont élevés en raison d'effets « têtes de séries ». Selon le *World Energy Outlook 2014*, l'*overnight cost* des nouveaux réacteurs de génération III en construction en Europe serait de 7000 \$/kW, soit plus de 3 fois celui du dernier réacteur de génération II construit en Chine [Biorol, 2014]. Dans ce cas, la fermeture naturelle des réacteurs nucléaires, c'est-à-dire dictée uniquement par les choix des opérateurs et de l'autorité de sûreté, peut conduire à ce que des technologies alternatives (comme les CCGT, centrales à gaz à cycle combiné) soient préférées au nucléaire car elles répondront aux mêmes besoins à un meilleur coût dans ce cas fictif. Le remplacement du nucléaire ancien par de nouvelles centrales à gaz modifiera le mix électrique du pays, augmentant ainsi le risque de sécurité d'approvisionnement. L'évolution du mix électrique américain est un exemple de ce phénomène. En 2013, quatre centrales nucléaires ont été fermées pour des raisons économiques et ont été remplacées en grande partie par des centrales à gaz⁶. Notre pays fictif a donc un intérêt double à intervenir : en incitant au remplacement de ses vieilles centrales nucléaires par de nouvelles, il maintient son mix électrique à un niveau jugé raisonnable et permet des économies d'apprentissage sur les nouvelles centrales nucléaires.

4. US NRC Fact Sheet on License Renewals : <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/fs-reactor-license-renewal.html>.

5. Le communiqué de presse de Dominion du 7 mai 2013 : <http://dom.mediaroom.com/2013-05-07-Dominion-Shuts-Down-Kewaunee-Power-Station-Permanently>.

6. *The Financial Times*, "Uneconomic US nuclear power plants at risk of being shutdown", 19 février 2014.

4. Pourquoi fermer prématurément des réacteurs nucléaires ?

Que ce soit en France, en Allemagne ou en Belgique, l'intervention de l'État dans le calendrier de fermetures des centrales a parfois pour finalité d'accélérer la fermeture de certains réacteurs. A priori, anticiper la fermeture d'un réacteur prive un opérateur d'un moyen de production rentable, l'oblige à investir dans un nouveau moyen de production, ce qui peut se répercuter par une hausse des prix de l'électricité. Comment justifier une telle décision coûteuse ? Quels sont les bénéfices que peuvent procurer ces fermetures anticipées ?

La fermeture anticipée d'un réacteur permet de réduire la quantité de déchets radioactifs produits pendant l'exploitation et le risque d'accident nucléaire majeur. Les bénéfices privés de ces réductions, c'est-à-dire ceux perçus par les opérateurs, peuvent s'écarter significativement des bénéfices sociaux. L'État peut alors légitimement leur demander d'accélérer le rythme des fermetures. Reprenons l'exemple de notre pays fictif doté d'un parc électrique diversifié de façon optimale. Imaginons maintenant qu'un événement conduise l'État à réévaluer à la hausse le risque d'accident majeur et son coût pour la collectivité. Dès lors, le mix électrique constitue un portefeuille de risque suboptimal, puisque ce portefeuille sous-évalue le risque nucléaire. Si l'État intervient, il pourra légitimement demander aux opérateurs de fermer prématurément des centrales si les bénéfices issus de l'optimisation des risques encourus compensent les coûts des fermetures anticipées. Il est important de remarquer que cette justification de l'accélération du calendrier de fermeture des centrales doit nécessairement advenir après une réévaluation à la hausse des risques ou des coûts nucléaires (ou, de façon équivalente une réévaluation à la baisse des risques ou des coûts spécifiques des énergies concurrentes). Notons que, dans ce cas de figure, nous supposons que l'objectif de sûreté qui tient compte du risque d'accident est fixé par la puissance publique et non révisé de son propre chef par l'autorité de sûreté indépendante. On suppose également que, pour des raisons de rapidité de mise en œuvre ou

de défaillance de l'autorité de sûreté à appliquer le nouvel objectif, la puissance publique doit intervenir directement.

La modification du mix électrique visant à inciter les entreprises à investir dans des technologies nouvelles ou non compatibles avec les logiques de marché est motivée par l'existence d'externalités positives, telle que la perspective de déclencher des effets d'apprentissages ou de profiter de retombées macroéconomiques favorables. Ces considérations peuvent aussi pousser l'État à demander des fermetures anticipées pour plusieurs raisons. Tout d'abord, obliger les opérateurs à fermer des centrales les contraint également à les démanteler. Or le démantèlement est une activité industrielle complexe et peu courante : elle peut donc elle-même être sujette aux mêmes externalités positives. De plus, si l'État souhaite inciter son industrie à produire du nucléaire nouveau, mais qu'il considère que son mix électrique est déjà optimal, il peut vouloir conserver une part de nucléaire constante dans son mix. Les externalités positives de l'intervention publique sur l'activité industrielle nationale ainsi que le « bénéfice d'opportunité » que constitue la conservation d'un mix optimal doivent compenser les coûts imposés aux opérateurs par ces fermetures anticipées.

L'intervention publique visant à infléchir les choix de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires par les opérateurs et les autorités de sûreté peut donc être justifiée sur le plan économique. L'accélération de la fermeture des centrales nucléaires n'est donc pas toujours en soi une décision publique non économiquement fondée.

5. Les politiques énergétiques post-Fukushima-Daiichi

L'année 2011 a été marquée par l'accident nucléaire de Fukushima-Daiichi. Cet accident nucléaire majeur a été suivi par l'annonce de plusieurs politiques de sorties anticipées du nucléaire, notamment en Allemagne et en Belgique. Malgré l'ampleur de l'accident et les dommages qu'il a causés, nous allons voir que

cet accident ne remet en cause que peu d'éléments de l'analyse des coûts et des bénéfices qui justifient une politique énergétique de long terme. Au contraire, les éléments à notre disposition suggèrent que les politiques énergétiques sont infléchies par des intérêts de court terme, comme une forte volatilité de l'opinion publique devant les risques effroyables, ou un calendrier électoral défavorable aux décideurs publics.

Cette myopie des politiques publiques a déjà été identifiée. Camerer et Kunreuther [Decision Processes for Low Probability Events: Policy Implications, 1989] affirment par exemple que les décideurs publics font preuve de myopie lorsqu'ils sont confrontés à de faibles probabilités d'événements effroyables. Nohrstedt [External shocks and policy change: Three Mile Island and Swedish nuclear energy policy, 2005] soutient pour sa part que les acteurs politiques sont susceptibles d'abandonner leurs convictions politiques profondes afin de protéger des intérêts politiques de court terme tels que la cohésion de leur parti, l'obtention de votes ou la représentation de l'opinion de leur électorat à l'approche d'une élection. Le référendum organisé après l'accident de Three Mile Island et la décision du gouvernement suédois de sortir du nucléaire à l'horizon 2010 en serait une manifestation.

La myopie de l'intervention publique en Allemagne et en Belgique

Dès l'an 2000, la sortie du nucléaire fut annoncée en Allemagne. Le plan de sortie, défini en 2002 dans un amendement à la loi nucléaire, prévoyait une sortie définitive du nucléaire en 2022 [Vorwerk, 2002 ; Lévêque, 2013]. En décembre 2010, une nouvelle loi repousse la sortie du nucléaire à 2036 en augmentant en moyenne de 12 ans la durée de vie des centrales en activité [Nuclear Energy Agency, 2011]. Trois mois plus tard, survient l'accident de Fukushima-Daiichi. À l'été 2011, un troisième amendement à la loi nucléaire abroge les prolongations accordées en 2010, prononce l'arrêt immédiat des sept réacteurs les plus anciens et l'arrêt des dix autres avant 2022, comme initialement prévu par l'amendement de 2002.

L'exemple allemand n'est pas isolé. En 2009, le gouvernement belge décide de suivre les recommandations du rapport d'expert préconisant le prolongement des doyennes du parc nucléaire belge. En raison d'un changement de gouvernement, cette décision n'a pas le temps d'être transformée en loi. En 2011, dans l'attente de la formation d'un nouveau gouvernement, certains partis s'accordent sur une sortie du nucléaire à 40 ans⁷. En 2012, le nouveau gouvernement propose une loi prolongeant Tihange 1 de 10 ans, sous réserve que sa visite de sûreté soit positive. Par ailleurs, cette loi inscrit l'arrêt des six autres tranches à 40 ans et abroge l'article permettant d'accorder des prolongations par décret royal. Cette loi est votée et paraît le 18 décembre 2013⁸. Un an plus tard, le 19 décembre 2014, le gouvernement belge annonce la prolongation de Doel 1 et 2 de 40 à 50 ans, conformément aux recommandations du rapport Gemix. Une nouvelle loi concernant la gouvernance du nucléaire civil devra d'abord être votée⁹.

Les justifications de ces revirements de politique énergétique au lendemain de l'accident de Fukushima-Daiichi ne peuvent pas reposer uniquement sur les retombées économiques positives que produirait un remplacement accéléré du nucléaire par d'autres sources d'énergies. En effet, lorsque l'Allemagne a décidé de prolonger les centrales nucléaires en 2010, ces bénéfices ont déjà été jugés insuffisants pour compenser les prévisions de hausse du prix de l'électricité qu'aurait provoqué la sortie du nucléaire en 2022 [Nestle, 2012]. En ce qui concerne la sécurité énergétique, la commission d'éthique mandatée par Angela Merkel a remis le 30 mai 2011 un rapport [*Ethikkommission Sichere Energieversorgung*, 2011] qui conclut qu'il est possible de sortir de l'énergie nucléaire à sécurité d'approvisionnement constante en investissant dans les renouvelables et en s'appuyant, le temps de la transition, sur des centrales thermiques fossiles. L'accident a donc dû peser sur d'autres éléments.

7. *Le Monde*, « La Belgique va sortir du nucléaire », 31 octobre 2011.

8. Texte de loi intégral disponible sur www.ejustice.just.fgov.be

9. *Les Échos*, « La Belgique prolonge deux réacteurs nucléaires de GDF Suez », 19 décembre 2014.

L'accident a eu un impact négatif sur l'opinion publique allemande, très sensible aux questions relatives à la sûreté nucléaire. Au lendemain de la catastrophe japonaise, des milliers d'Allemands ont ainsi tenté de se procurer des pilules d'iodes en pharmacie¹⁰. De plus, l'accident s'est produit dans un calendrier électoral délicat pour Angela Merkel : l'accident a eu lieu le 11 mars 2011, soit seize jours avant les élections régionales de Bade-Wurtemberg. Cette région traditionnellement acquise aux Chrétiens-Démocrates accueille trois centrales nucléaires. Face à la sensibilité de l'opinion publique aux catastrophes effroyables, l'annonce d'Angela Merkel du moratoire sur le nucléaire ne lui a pas permis d'écarter la défaite de son parti, mais elle lui a certainement permis d'éviter un revers électoral de plus grande ampleur¹¹.

L'accident a également contribué à détériorer l'opinion publique belge déjà peu favorable au nucléaire. En 2011, l'institut Ipsos publie un sondage dans lequel 66 % des sondés estiment que la fermeture des réacteurs les plus âgés en 2015 est une bonne chose (contre 40 % en 2009) ; 61 % des sondés pensent de même pour les quatre autres réacteurs (contre 37 % en 2009)¹². Par ailleurs, la politique belge traverse, entre 2010 et fin 2011, la plus grande crise politique de son histoire : dix-huit mois ont été nécessaires afin de former un gouvernement après les élections législatives.

En Allemagne, le choc de l'opinion publique face aux images de la catastrophe de Fukushima-Daiichi et un calendrier électoral

défavorable au gouvernement ont renversé la politique énergétique nationale. En Belgique, l'instabilité politique et la forte opposition du public vis-à-vis du nucléaire ont eu raison des rapports d'experts et d'une volonté politique favorables aux prolongations, comme en témoignait la décision de 2009 de prolonger les trois centrales les plus âgées du parc belge. La décision belge récente de renverser à nouveau sa politique énergétique en prolongeant deux réacteurs de 10 ans semble confirmer que les politiques de long terme de mix énergétique ont été infléchies au lendemain de l'accident de Fukushima-Daiichi par des intérêts politiques de court terme.

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit un nouveau cadre pour la gouvernance du nucléaire civil. Dans ce nouveau cadre, la puissance nucléaire installée sur le territoire ne devrait pas dépasser son niveau actuel, soit 63,2 GW. L'application de ce plafond sera assurée par l'utilisation d'autorisations administratives d'exploitation des centrales. Ces autorisations, délivrées par l'autorité administrative sur la base de critères techniques, environnementaux et économiques, ne pourront être attribuées à de nouvelles centrales nucléaires qu'à condition que l'exploitation de celles-ci n'entraîne pas de dépassement du plafond.

Par ailleurs, la part du nucléaire dans le mix électrique devra être infléchi de façon à couvrir, en 2025, 50 % de la consommation annuelle d'électricité. Cet objectif fait partie d'un ensemble plus large d'objectifs de long terme. Ils visent à réduire la consommation énergétique nationale, à diminuer les émissions de gaz à effet de serre, à limiter la part des énergies fossiles dans le mix énergétique et à favoriser l'installation de capacités de production d'énergie d'origine renouvelable.

Le gouvernement pourra piloter l'atteinte de ces objectifs au travers de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dans laquelle il fixera par décret les objectifs énergétiques du pays pour les dix années à venir. Une première PPE devrait voir le jour en 2015. Elle sera

10. *Le Figaro*, « L'Allemagne décrète un moratoire nucléaire », le 14 mars 2011.

11. La rapidité de la réaction allemande, ou la lenteur du retour d'expérience japonais qui ne fut disponible qu'en novembre 2011 [Nakamura & Kikuchi, 2011], n'ont pas permis de baser la décision de l'abandon du nucléaire en Allemagne sur une réévaluation à la hausse du risque d'accident nucléaire. Depuis l'accident, des travaux ont montré que la catastrophe de Fukushima-Daiichi nous oblige à réviser à la hausse le risque d'accident majeur sur la planète, non pas en raison de limitations technologiques de la sûreté nucléaire, mais afin de traduire le risque de capture du régulateur par l'industrie [Lévêque, 2013 ; Wang, *et al.*, 2013].

12. Sondage Ipsos de novembre 2011 pour Greenpeace, disponible ici : http://www.greenpeace.org/belgium/Global/belgium/report/2011/111125_sondage_sortie_nucl%99aire_ipsos.pdf.

ensuite révisée tous les cinq ans à partir de 2018. Dans les six mois suivant la validation de la PPE, EDF devra soumettre au gouvernement un plan stratégique dans lequel il explicite les mesures envisagées afin d'atteindre les objectifs fixés par la PPE. Un poste de Commissaire du gouvernement est créé auprès d'EDF. Ce Commissaire pourra s'opposer à toute décision d'investissement contraire à la PPE ou au plan stratégique.

L'intervention semble être justifiée par la part importante qu'occupe le nucléaire dans le mix français. En effet, l'électricité d'origine nucléaire représente plus de 75 % de la consommation nationale annuelle d'électricité. Cette part très élevée est problématique du point de vue de la sécurité énergétique car un parc peu diversifié encoure un risque systémique suboptimal [Bar-Lev & Katz, 1976 ; Jansen *et al.*, 2006]. Fixer un objectif de long terme visant à augmenter la diversité du parc de production électrique national semble donc entrer dans le cadre des interventions publiques que nous avons dressées plus haut. Cependant, l'État français a opté pour une intervention publique contraignante. Le plafond en puissance dans sa forme actuelle obligera EDF à fermer au moins deux tranches avant de pouvoir ouvrir l'EPR de Flamanville. Si le maintien de la sûreté des centrales françaises s'avérait être économiquement viable jusqu'à cinquante ou soixante ans, alors cette mesure priverait les opérateurs de l'utilisation d'au moins deux moyens de production potentiellement rentables.

Les justifications de cette forme d'intervention se concentrent sur les externalités positives qu'aurait la politique énergétique française sur la compétitivité de l'industrie des énergies renouvelables et sur celle du démantèlement¹³.

Il est trop tôt pour affirmer que l'intervention publique française est atteinte des mêmes maux que ses cousines belge et allemande. Toutefois, on peut constater que cette mesure visant à fermer deux tranches à très court terme fait écho à la promesse de campagne du président Hollande consistant à fermer les deux tranches

de la centrale de Fessenheim. Cette mesure pourrait donc témoigner une nouvelle fois de la défaillance de l'intervention publique : la question cruciale de l'optimisation de l'atteinte du nouvel objectif de mix électrique serait reléguée au second plan, derrière la volonté politique de tenir une promesse électorale afin d'accroître le soutien du gouvernement.

7. Conclusion

L'analyse économique justifie l'intervention publique concernant l'évolution du mix électrique. La motivation principale de cette intervention est l'augmentation de la diversité technologique. Dans un premier temps, l'intervention permet d'optimiser les risques de sécurité énergétique encourus par la population d'un pays. Elle permet également de promouvoir l'utilisation de technologies que le marché ne permettrait pas de financer. Elle peut ainsi déclencher des externalités positives sur ces technologies : économies d'apprentissage et retombées économiques positives sur l'emploi ou la compétitivité de l'industrie. L'intervention n'est alors désirable que si son coût de mise en place est inférieur aux bénéfices qu'elle procure. Concrètement, nous avons vu que l'intervention peut prendre différentes formes plus ou moins contraignantes, selon que la puissance publique souhaite atteindre plus ou moins rapidement son objectif de mix électrique.

Le vieillissement des réacteurs nucléaires soulève des questions qui relèvent du domaine de l'intervention publique. Le besoin de capacité de remplacement, les coûts élevés du nouveau nucléaire, ou l'anticipation de l'existence d'effets d'apprentissages dans le secteur des renouvelables ou du démantèlement sont autant de raisons, pour la puissance publique, d'encadrer la durée de vie d'exploitation des parcs nucléaires. Cependant, l'encadrement peut se faire sous plusieurs formes. L'État peut fixer un objectif de long terme que les opérateurs cherchent à atteindre en optimisant l'utilisation de leurs moyens de production. Il peut également piloter l'évolution de son mix électrique et inciter les opérateurs à fermer des centrales de façon anticipée. Cette solution

13. Voir l'exposé des motifs du projet de loi sur le site de l'Assemblée nationale : <http://www.assemblee-nationale.fr/14/projets/pl2188.asp>.

coûte nécessairement plus cher aux opérateurs, mais elle permet de retirer de plus grands bénéfices dans certains cas. Il relève alors de la responsabilité de l'État d'évaluer les coûts et les bénéfices potentiels de ces différentes formes d'intervention afin de déterminer laquelle est la plus souhaitable.

L'étude des différentes politiques énergétiques européennes post-Fukushima-Daiichi conduit à la conclusion que ces politiques énergétiques sont frappées d'une certaine forme de myopie. Les revirements politiques en Allemagne et en Belgique en sont une illustration. Dans ces deux pays, l'accident nucléaire de Fukushima-Daiichi a provoqué un revirement soudain des politiques énergétiques en vigueur. Les politiques initialement envisagées témoignaient d'une préférence des gouvernements pour une transition flexible du nucléaire vers les renouvelables. Après l'accident, les nouvelles politiques énergétiques adoptées par ces deux pays sont beaucoup plus strictes. Ces revirements suggèrent que les bénéfices de court terme (satisfaction de l'opinion publique, stabilisation des gouvernements, campagnes électorales) prennent une place importante dans l'élaboration des politiques énergétiques et masquent les conséquences économiques négatives des fermetures anticipées. Cette analyse se prête à l'étude du cas français : si le déséquilibre apparent du mix électrique, fortement dépendant du nucléaire, semble justifier l'intervention publique, certaines mesures de la nouvelle loi semblent avoir été fortement motivées par des considérations de court terme. ■

Bibliographie

- Bar-Lev D & Katz S (1976) A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry. *Journal of Finance*, 31(3), pp. 933-947.
- Birol F (2014) *World Energy Outlook 2014*. Paris : International Energy Agency.
- Camerer CF & Kunreuther H (1989) "Decision Processes for Low Probability Events: Policy Implications". *Journal of Policy Analysis and Management*, Volume 8, Issue 4, pp. 565-592.
- Department of Energy & Climate Change (2012) *Electricity Market Reform: Policy Overview*. London : Stationery Office.
- Escobar Rangel L & Lévêque F (2013) How Fukushima Daiichi core meltdown changed the probability of nuclear accidents? *Safety Science*, Volume 64, pp. 90-98.
- Ethikkommission Sichere Energieversorgung (2011) *Deutschlands Energiewende - Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft*. Berlin : Ethikkommission Sichere Energieversorgung.
- Eyre N (1997) "External Costs: What do they mean for energy policy?". *Energy Policy*, Volume 25, pp. 85-95.
- GEMIX (2009) Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ? *Rapport final*, Volume 30.
- Hanley N & Spash CL (1993) *Cost Benefit Analysis and the Environment*. Cheltenham : Edward Elgar Publishing Limited.
- Hayashi M & Hughes L (2013) "The Fukushima nuclear accident and its effect on global energy security". *Energy Policy*, Volume 59, pp. 102-111.
- Jansen J, Beurskens L & van Tilburg X (2006) *Application of Portfolio Analysis to the Dutch Generating Mix*. sl : Energy Research Centre of the Netherlands.
- Lévêque F (2004) *Économie de la réglementation*. Paris : La Découverte.
- Lévêque F (2013) *Nucléaire On/Off - Analyse économique d'un pari*. Paris : Dunod.
- Nakamura A & Kikuchi M (2011) What We Know and What We Have Not Yet Learned: Triple Disasters and the Fukushima Nuclear Fiasco in Japan. *Public Administration Review* 71 (6), pp. 893-899.
- Nemet GF (2006) "Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics". *Energy Policy*, Volume 34, pp. 3218-3232.
- Nestle U (2012) "Use of Nuclear Power and Electricity Prices - The German Case". *Energy Policy*, Volume 41, pp. 152-160.
- Neuhoff K (2005) Large-scale deployment of renewables for electricity generation. *Oxford review of economic policy*, 21(1).
- Nohrstedt D (2005) "External shocks and policy change: Three Mile Island and Swedish nuclear energy policy". *Journal of European Public Policy*, Issue 12, pp. 1041-1059.
- Nuclear Energy Agency (2011) *La sécurité d'approvisionnement énergétique et le rôle du nucléaire - Synthèse*. Paris : Organisation for Economic Cooperation and Development.
- Nuclear Energy Agency (2011) *Législation nucléaire des pays de l'OCDE et de l'AEN - Réglementation générale et cadre institutionnel des activités nucléaires - Allemagne*. Paris Organisation for Economic Cooperation and Development.
- Oates W & Baumol W (1975) "The instruments for environmental policy". In: *Economic Analysis of Environmental Problems*. Cambridge : NBER, pp. 95-154.
- Roques FA, Newbery DM & Nuttall WJ (2006) *Fuel mix diversification incentives in liberalised electricity markets: a Mean-Variance Portfolio Theory*. Cambridge : European Policy Research Group.
- Vorwerk A (2002) *L'amendement de 2002 de la loi atomique allemande relatif à l'abandon progressif de l'énergie nucléaire*. Paris: Organisation for Economic Cooperation and Development.
- Wang Q, Chen X & Yi-Chong X (2013) "Accident like the Fukushima unlikely in a country with effective nuclear regulation: Literature review and proposed guidelines". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 17, pp. 126-146.