



Présentation des travaux de la Cour des comptes

Séminaire « quel coût, quel financement, et quelle rentabilité » ?

CNDP – Nouveaux réacteurs nucléaires et projet de Penly

Lors du séminaire, seront présentés certains constats issus de trois rapports de la Cour des comptes :

- Les observations définitives relatives à [l'analyse des coûts du système électrique en France](#) (2021)
- Le rapport public thématique d'évaluation de la politique publique [d'organisation des marchés de l'électricité](#) (2022)
- Le rapport public thématique sur [la filière EPR](#) (2020)

Dans le premier rapport relatif aux coûts du système électrique en France, la Cour a noté que le choix de la composition du parc de production électrique, appelée « mix électrique », est un choix public qui ne découle pas de la seule comparaison des coûts de production mais peut traduire la volonté de limiter les émissions « carbone » de la production d'électricité et de maximiser la valeur ajoutée produite en France ; il peut également être influencé par le degré d'acceptation sociétale de certaines technologies ou par une aversion spécifique à certains risques (d'accidents, d'approvisionnement, etc.) ou bien encore manifester le soutien public à une filière industrielle nationale, ou la recherche de l'indépendance d'approvisionnement en énergie, etc.

Elle a toutefois relevé que la connaissance des coûts de production de l'électricité est indispensable au décideur public dès qu'il s'agit d'éclairer les choix futurs, par exemple pour déterminer la part que les filières nucléaires ou d'énergies renouvelables devraient prendre dans la production électrique française dans les 30 prochaines années. Elle est aussi indispensable à la mise en oeuvre d'une réglementation ou d'une régulation de certains prix de l'électricité (par exemple l'accès régulé au nucléaire historique – Arenh ou les tarifs réglementés), ou à la conception d'un système de soutien budgétaire à certaines filières (comme actuellement au bénéfice des filières renouvelables). Les coûts de production peuvent être calculés pour une technologie de production particulière (nucléaire, hydraulique, thermique, etc.) ou pour le système électrique considéré dans son ensemble (incluant les moyens de production, les réseaux d'acheminement, les moyens de stockage ou de flexibilité de la demande, etc.).

La Cour s'est ainsi attachée, dans ce rapport, à établir un état des lieux le plus récent possible des coûts de production liés à chaque mode de production d'électricité, en actualisant ses travaux antérieurs sur le coût de la production du parc nucléaire et en rassemblant les données disponibles sur les filières utilisant des énergies renouvelables. Elle rend compte sous une forme condensée, des différentes méthodologies de calcul des coûts de chaque filière de production et de la pertinence de recourir à l'une ou l'autre. Elle a ensuite examiné la manière dont les informations sur les coûts de production de chaque technologie sont exploitées dans le cadre des travaux de prospective sur le système de production électrique français : en effet, l'estimation du coût d'un mix de production ne correspond pas à la simple addition des coûts de production de chaque filière. La Cour a également

analysé la façon dont ces exercices prospectifs ont été conduits ainsi que les précautions à prendre pour exploiter les coûts projetés qui en découlent. Enfin, elle a identifié les critères pris en compte par les pouvoirs publics pour préparer les décisions structurantes de planification du mix électrique à l'occasion des Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE).

Dans le deuxième rapport relatif à l'organisation des marchés de l'électricité, la Cour a observé que dans les années 1990, l'Union européenne a entrepris d'étendre les règles de fonctionnement du marché intérieur au secteur électrique. Avec l'adoption successive de quatre directives du Parlement et du Conseil en 1996, 2003, 2009 et 2019, elle a ainsi cherché à ouvrir à la concurrence les secteurs de la production et de la fourniture d'électricité et à lever les barrières d'accès aux réseaux nationaux et aux interconnexions, favorisant aussi les échanges transfrontaliers.

Dans ce nouveau cadre d'ouverture à la concurrence au niveau européen et face à une augmentation des prix de marché à partir de 2005, les pouvoirs publics ont en France défini et mis en œuvre une politique publique d'organisation des marchés de l'électricité en recourant à des dispositifs de régulation et d'intervention. En particulier, les autorités françaises ont adopté une « nouvelle organisation du marché de l'électricité » par la loi du 7 décembre 2010 du même nom (loi NOME).

La loi NOME a fait reposer l'intervention publique sur trois principaux dispositifs. Elle a ainsi mis en place une régulation au stade amont de la vente en gros de la production nucléaire, *via* l'instauration de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). L'ARENH a accompagné à partir de 2011 la suppression définitive des tarifs réglementés pour les grandes et moyennes entreprises. Il devait permettre de garantir à tous les clients finals le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire, et de donner aux fournisseurs alternatifs les moyens de concurrencer EDF. Concomitamment, la loi a créé un dispositif spécifique visant à garantir la sécurité d'approvisionnement, en particulier lors des périodes de tension entre offre et demande : le mécanisme de capacité. Enfin, elle a conforté la régulation des prix de détail pour les ménages et les petites entreprises en maintenant leur éligibilité aux tarifs réglementés de vente (TRV) que les opérateurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution) ont l'obligation d'offrir.

Aucune institution n'a dressé un bilan consolidé des trois dispositifs de politique publique d'organisation des marchés de l'électricité que sont les TRV, l'ARENH et le mécanisme de capacité. C'est à l'établissement de ce bilan des résultats propres et des effets combinés de la mise en œuvre de ces dispositifs que la Cour s'est attachée dans ce rapport, en partant des trois questions évaluatives suivantes : 1) dans quelle mesure le dispositif des tarifs réglementés de vente a-t-il contribué à faire bénéficier les clients finals de prix stables et compétitifs dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence ? 2) dans quelle mesure la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a-t-elle eu un impact sur la capacité d'EDF à couvrir les coûts de production du nucléaire existant ? 3) le mécanisme de capacité rémunère-t-il de manière proportionnée les moyens de production mobilisés pour la pointe de consommation ?

C'est donc bien la politique publique d'organisation des marchés de l'électricité décidée par la France qui fait l'objet d'une évaluation par la Cour des comptes, et non pas la libéralisation du secteur électrique adoptée par l'Union européenne.

Le troisième rapport relatif à la filière EPR analyse les difficultés rencontrées dans la construction des réacteurs EPR en cherchant à en présenter les raisons et les conséquences, industrielles et financières. Il présente les projets à l'étranger et leurs risques, examine les réponses apportées aux difficultés de l'EPR par le projet « EPR2 » et souligne la nécessité de disposer d'une vision à long terme du mix de production électrique avant de décider du lancement de la construction de nouveaux réacteurs nucléaires.