

NOTE

L'introduction de la concurrence dans le système électrique français : Etat de lieux et perspectives

L'ouverture du marché français de l'électricité fait suite aux mesures de libéralisation décidées au niveau européen : directive 96/92/CE transposée en droit français par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, directive 2003/54/CE transposée par les lois du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, directive 2009/72/CE, dans le cadre du « 3ème paquet énergie », transposée par l'ordonnance du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie. Cette codification intervient après la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) qui a apporté des aménagements importants aux dispositions antérieures.

L'ouverture a progressivement été étendue des sites industriels (1999 et 2000) aux clients professionnels et aux collectivités (1er juillet 2004), puis particuliers (1er juillet 2007).

La présente note a pour objet de dresser un bilan de cette ouverture et donc d'en préciser les limites : la place toujours largement dominante qu'y joue l'opérateur historique et ancien monopole EDF (§1), en dépit des transformations intervenues chez ce dernier (§2) ; les causes de cette situation, liées aux fondamentaux du marché de l'électricité français (§3), les critiques exprimées par les autorités de régulation, européennes et nationales (§4).

Elle s'interroge sur la situation et les perspectives actuelles, alors que se met en place le cadre fixé par la loi du 7 décembre 2010 (§5). Elle s'attache ce faisant à en évaluer les conséquences pour l'opérateur historique.

1/ L'opérateur historique reste largement dominant

Il a conservé le monopole dans les activités des réseaux publics d'acheminement d'électricité : réseau de transport, dont l'Etat lui a transféré la propriété et concédé la gestion, réseaux de distribution, qui appartiennent aux communes et à leur regroupement et dont il est le concessionnaire obligé¹.

Il conserve en outre le monopole de la fourniture d'électricité dans les systèmes électriques insulaires (DOM et Corse).

¹ Ce monopole est géographique ; il est partagé avec les entreprises locales de distribution non nationalisées en 1946, qui couvrent environ 6 % de la consommation.

Ces activités représentaient en 2010 (avant mise en équivalence de RTE ; cf. infra) environ 42 % de l'excédent brut d'exploitation consolidé France du Groupe (4,2Mds€ sur 10,1).

1. Il reste de loin le principal producteur d'électricité en France avec près de 85 % des capacités de production.

Cette prééminence apparaît à ce stade durable. Les conditions économiques ont en effet freiné le développement des cycles combinés à gaz. Sur les 9 GW prévus dans la programmation pluriannuelle des investissements de 2009, 5,5 devraient être effectivement installés, dont 1,3 opérés par EDF.

La mise en concurrence des concessions hydrauliques à leur renouvellement à la suite de la suppression du droit de préférence du concessionnaire sortant (loi sur l'eau du 30 décembre 2006) n'a pas encore été mise en œuvre. Les 10 concessions concernées d'ici 2015 représentent une puissance totale de 5,3 MW, dont 4,3 opérés par EDF.

Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables donne lieu dans le cadre de ses obligations de service public, à une obligation d'achat faite à la seule EDF².

2. L'impact de l'ouverture du marché de l'électricité, qui permettait au consommateur de passer des tarifs réglementés de vente d'EDF à des offres de marché, reste modeste.

Au 31/12/2011, les parts de marché des fournisseurs alternatifs s'élèvent à moins de 7% des 35,6 M de sites de consommation et moins de 16 % des 439 M de TWh consommés, soit selon les sites :

	<i>Sites résidentiels</i>		<i>Sites non résidentiels</i>	
<u>Nombre de sites</u>	30 656 000		4 932 000	
Dont en offre de marché	1 991 000		684 000	
Dont fournisseurs alternatifs	1 980 000	6,5 %	375 000	7,6 %
<u>Consommation totale (en TWh)</u>	144,2		294,6	
Dont en offre de marché	9,3		127,7	
Dont fournisseurs alternatifs	9,3	6,4 %	59,2	20,0 %

Source : CRE

NB : EDF représente l'essentiel de la part des fournisseurs historiques, la place des entreprises locales de distribution (ELD) non nationalisées en 1946 étant marginale.

2/ L'ouverture du marché de l'électricité a eu un impact très élevé sur l'organisation et le modèle industriel du Groupe EDF

1. Il faut tout d'abord rappeler que cette ouverture a joué un rôle majeur dans le développement international du Groupe qui a cherché des relais de croissance à l'étranger pour compenser les pertes de part de marché qu'il anticipait en France. Le contrat de Groupe 2001-2003 signé avec l'Etat en mars 2001 lui fixait comme objectif, outre la réussite de l'ouverture du marché, de réaliser 50 % de son chiffre d'affaires hors électricité en France à l'horizon 2005.

Aujourd'hui, après des péripéties (sortie d'Amérique latine, cession des réseaux britanniques et d'EnBW, acquisition du parc nucléaire de British Energy et avant prise de contrôle d'Edison), l'activité France ne représente plus que 58 % du chiffre d'affaires du Groupe.

2. La perspective de l'ouverture du marché a également joué son rôle dans celle du capital de l'entreprise passée du statut d'EPIC à celui, en 2005, d'une des principales capitalisations du CAC 40.

² La péréquation tarifaire entre les systèmes insulaires et la métropole (liée au surcoût de la production non couvert par le tarif réglementé de vente) et les obligations d'achat sont compensées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) dont les déboires sont évoqués ci-dessous au § 3.3.

Cette évolution permettait la satisfaction d'un besoin de fonds propres, évalué par la Commission Roulet, et constituait un puissant levier pour la transformation des modes de gestion qui devaient contribuer à relever les défis de la concurrence.

Il faut par ailleurs rappeler que l'EPIC était alors sous le coup d'une procédure en aide d'Etat engagée par la Commission européenne lui reprochant la garantie implicite de l'Etat que lui conférait son statut³.

3. Surtout, l'ouverture du marché a apporté de profonds changements dans le fonctionnement de « l'entreprise verticalement intégrée ».

EDF, exerçant à la fois des activités désormais concurrentielles de production et de commercialisation et des activités monopolistiques de réseaux, a dû aménager son modèle verticalement intégré pour garantir les fournisseurs alternatifs concurrents d'éventuelles discriminations et de distorsions de concurrence qui pourraient résulter de subventions croisées.

Ces garanties sont passées par des mesures de dissociation de ses activités qui ont eu un impact important :

- séparation comptable dans un premier temps, dès 2000, gage de transparence,
- séparation physique, avec en particulier, dans la perspective de l'ouverture de marché de masse, la séparation du distributeur et du commercialisateur, qui a touché aussi bien les locaux, les systèmes d'information et les hommes (avec la création, en 2006, de services distincts d'accueil de la clientèle),
- séparation juridique avec la filialisation du transport et de la distribution (création de RTE en 2005, d'ERDF en 2008) ; à noter toutefois que la loi a maintenu l'existence du service commun aux activités de distribution de l'électricité et du gaz d'EDF et de GDF, relevant désormais de leur deux nouvelles filiales (ERDF et GrDF), ce alors que le groupe gazier était à la même époque transféré au secteur privé à l'occasion de la fusion avec Suez (juillet 2008) et devenait le principal concurrent d'EDF.

La séparation patrimoniale (« ownership unbundling ») n'a pas été l'option retenue par la France à l'étape suivante pour la transposition de la directive du 3^{ème} paquet énergie de 2009. Elle a choisi pour RTE le modèle du « gestionnaire de réseau indépendant » dont elle avait obtenu qu'il soit proposé par la directive et qui, sans remettre en cause l'actionnariat à 100 % d'EDF, impose des règles très strictes d'autonomie financière, technique et humaine, sous la surveillance de l'autorité de régulation. Dans ce cadre, RTE a obtenu la certification de la CRE en janvier 2012.

Il en résulte que les liens entre EDF et sa filiale sont devenus très distendus. EDF en a d'ailleurs tiré les conséquences. Son poids dans la gouvernance de la filiale a été réduit en 2011 au profit de l'Etat et RTE est passé d'une intégration globale à une simple mise en équivalence dans les comptes consolidés du Groupe.

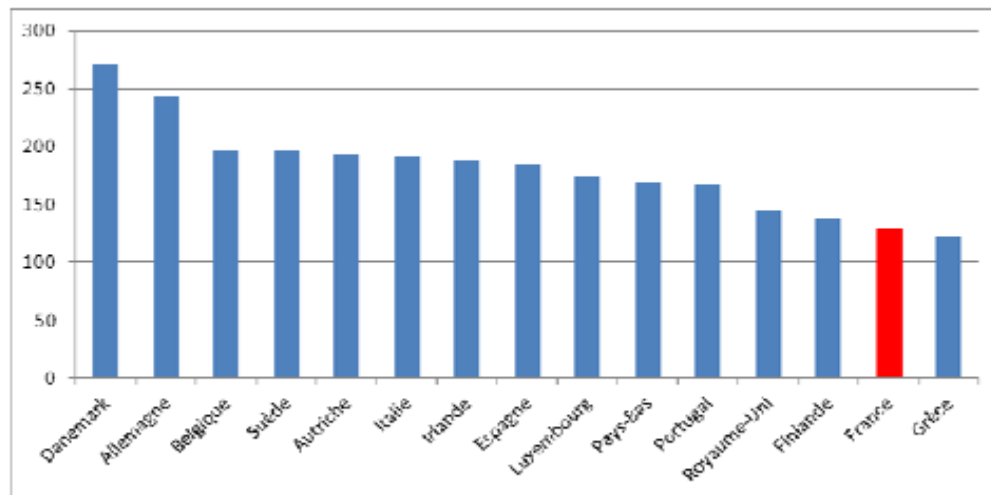
3/ L'ouverture du marché s'est heurtée aux particularités du système électrique français

1. Le mix énergétique français a permis de fixer les tarifs réglementés de vente à un niveau bas. Avec une production essentiellement d'origine nucléaire (89 % en 2011) et hydraulique (7 %), EDF dispose d'atouts compétitifs particuliers : faibles coûts variables, exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures, énergies décarbonées.

Le prix de l'électricité en France est pour ces raisons l'un des moins chers d'Europe.

³ Relevons qu'aujourd'hui société anonyme, EDF se voit attribuer une surcote par certaines agences de notation du fait de sa détention majoritaire par l'Etat.

Prix TTC en € / MWh (2010 – 2nd semestre)



Données : M. Cruciani – IFRI. Graphique Sénat.

Le prix moyen de l'électricité TTC en 2010 pour les particuliers s'élevait à 119,1 €/MWh en France contre 166,1 pour la moyenne de l'Union européenne, 177,7 pour la zone €, avec un maximum de 247,3 € au Danemark.

Pour les entreprises, le prix moyen de l'électricité hors TVA s'élevait, lui, à 71,7 €/MWh, soit un niveau inférieur de 27 % à la moyenne européenne (110 €).

2. Les pouvoirs publics se sont attachés à conserver aux consommateurs le bénéfice de ces tarifs favorables.

Ils ont mené en effet une politique de modération tarifaire, expressément affirmée dans le contrat de service public passé entre l'Etat et EDF en novembre 2005, qui prévoyait une hausse des tarifs des particuliers au plus égale à l'inflation pendant les 5 prochaines années⁴.

Sur les dix dernières années, les tarifs réglementés, y compris la hausse de + 2 % de 2012, ont baissé en € constants.

	<i>En € courants</i>	<i>En € constants</i>
Bleu résidentiel	+ 9,7 %	- 9,6 %
Bleu professionnel	+ 10,8 %	- 9,4 %
Jaune	+ 19,5 %	- 1,5 %
Vert	+ 21,7 %	+ 0,3 %

Source : CRE

Les pouvoirs publics ont également permis aux différentes catégories de consommateurs, par divers dispositifs, de se protéger de l'augmentation des prix de marché :

- collectivités locales : fourniture d'énergie écartée du champ du code des marchés publics (loi du 9 août 2004) ;
- distributeurs non nationalisés : tarif spécifique de cession (décret du 27 janvier 2005) ;
- clients électro-intensifs : création du consortium d'acheteurs auprès d'EDF Exeltium (loi de finances rectificative du 30 décembre 2005) ;

⁴ Bien que le principe de ce contrat ait été posé par la loi du 9 août 2004, ce contrat n'a de fait pas été renouvelé à son expiration

- clients non-résidentiels : tarif de retour à un tarif réglementé, dit TaRTAM : tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (loi du 7 décembre 2006 ; dispositif régulièrement prolongé jusqu'au 1^{er} juillet 2011⁵) ;
- nouveaux sites de consommation : champ des tarifs précisé par la loi du 5 mars 2007 après que le Conseil constitutionnel eut invalidé les dispositions de la loi du 7 décembre 2006 qui permettait de revenir sur l'éligibilité exercée pour un site donné ;
- clientèle de moins de 36 kVA : droit de retour au tarif réglementé (loi du 21 janvier 2008 ; cette réversibilité est désormais complète depuis la loi NOME).

Ajoutons que la sollicitude des pouvoirs publics à l'égard du consommateur s'est aussi portée sur le mécanisme de la CSPE dont le taux n'a pas été relevé au rythme des raccordements des installations de production à partir des énergies renouvelables ni en cohérence avec les prix de rachat fixés. Ce taux s'établit à 10,5 € au 1^{er} juillet 2012 (après que la LFR pour 2011 eût étalé la hausse prévue de 3 € pour 2012) au lieu des 13,7 (dont 4 au titre du développement de la filière photovoltaïque) nécessaires à la couverture des charges estimées par la commission de régulation de l'énergie (CRE)⁶.

3. Dans le même temps les prix de marché ont fortement cru.

L'électricité ne se stocke pas et l'équilibre instantané de l'offre et de la demande est indispensable à la stabilité du réseau. Dans un système européen même imparfaitement interconnecté, les prix de marché ne sont pas déterminés par les coûts de production du parc français mais par le jeu de l'offre et de la demande européenne. Ils s'établissent au coût marginal de la dernière centrale de production appelée à fonctionner, la plus chère, soit au coût de production des centrales thermiques.

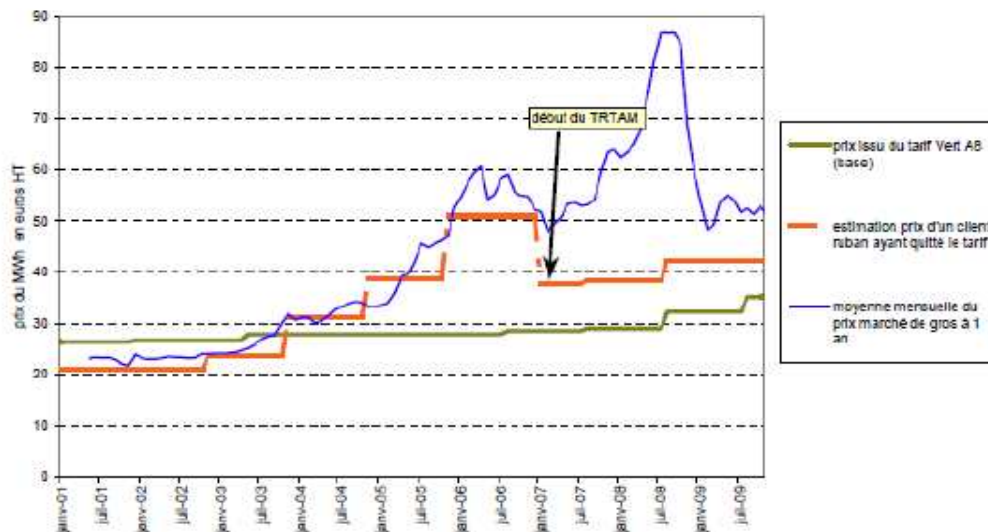
Sous l'effet de la hausse des combustibles fossiles utilisés par ces centrales thermiques, les prix de gros ont fortement augmenté, à partir de 2003, dans la période de l'ouverture du marché de l'électricité. Les prix à un an sont passés de 35 € en moyenne en base en 2004 à 74 € en 2008 (103,2 pour la pointe) puis se sont stabilisés, sous l'effet de la crise, au-dessus de 50 (56 € en moyenne en 2011 en base, 70,5 € en pointe).

⁵ Ce dispositif présentait la caractéristique de mettre à la charge des producteurs d'électricité nucléaire et hydraulique (EDF pour l'essentiel, la Compagnie nationale du Rhône de manière très marginale) la compensation de l'écart entre le prix d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs sur le marché et le TaRTAM facturé par ceux-ci à leur clients qui en faisaient la demande. EDF a ainsi « subventionné » ses concurrents pour un montant de **près de 2,5 Mds€ sur la période 2006/2012**.

⁶ Ce mécanisme, malgré les dispositions intervenues fin 2010 (moratoire sur les installations photovoltaïques et ajustement des prix de rachat) et les relèvements du taux de la CSPE, s'est traduit, pour EDF, par une charge croissante de trésorerie atteignant **4,5 Mds€ à la mi-2012**.

Le niveau de ces prix de marché, auxquels s'approvisionnent les fournisseurs alternatifs, a rendu impossible la compétitivité de ces derniers face aux tarifs réglementés de vente d'EDF.

**Évolution comparée des prix de fourniture et marché de gros,
hors transport, en euros courants**



Source : ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Le graphique ci-dessus, établi en 2009 par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), illustre, pour la clientèle industrielle, l'écart entre, d'une part, la « part production » du tarif réglementé d'EDF, d'autre part, les offres de marché, puis le TaRTAM, et le prix du marché de gros.

4/ cette situation est à l'origine d'une vigilance particulière des autorités de régulation à l'égard de la position dominante de l'opérateur historique

1. L'intervention de Bruxelles.

La Commission européenne a eu un rôle d'impulsion au travers des 3 directives intervenues dans le domaine (1996, 2003, 2009).

Elle a assuré en outre un suivi attentif de leur mise en œuvre.

Dès 2002, la Commission a demandé, en contrepartie de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la mise en place d'un système d'enchères de capacités de fourniture d'électricité (*Virtual Power Plants, VPP*), à hauteur de 6 000 MW fin 2003, pour faciliter l'accès au marché d'autres commercialisateurs). Ce mécanisme a été maintenu, au-delà de 2006, jusqu'en novembre 2011, à la suite de la sortie d'EDF d'EnBW.

Elle a ensuite engagé deux procédures contre la France : en avril 2006, pour transposition incomplète de la directive 2003/54/CE du fait du maintien de tarifs réglementés et du monopole de la fourniture à ces tarifs, qu'elle jugeait de nature à faire obstacle à l'entrée de nouveaux concurrents ; en juin 2007, pour aides d'Etat, considérant que les tarifs réglementés et le TaRTAM offerts aux clients non résidentiels étaient susceptibles d'affecter les échanges entre Etats membres.

Elle a clos ces procédures en 2012, à la suite de l'intervention de la loi NOME.

La Commission a adressé, en décembre 2008, une lettre de griefs à EDF lui reprochant d'avoir conclu avec de grands clients industriels des contrats de longue durée assortis de clauses d'exclusivité et de

⁷ Le tarif se décompose, pour les entreprises, en environ 16 % de taxes (30 % pour les particuliers), 30 % pour l'acheminement (32 %) et 54 % (38 %) pour la fourniture.

restriction de revente dont elle juge qu'ils limitent la liquidité du marché de gros français de l'électricité. Elle a clos cette procédure en mars 2010, après avoir accepté les engagements d'EDF d'ouvrir chaque année à la concurrence 65 % en moyenne des volumes fournis, de limiter ses contrats à 5 ans et de proposer à ses clients des contrats non exclusifs.

La Commission a, enfin, classé sans suite, en septembre 2012, une enquête commencée en mars 2009 par des perquisitions sur plusieurs sites de l'entreprise sur le soupçon de manipulation des prix sur le marché français de gros de l'électricité par le jeu, notamment, de la programmation stratégique du calendrier des arrêts de maintenance des centrales nucléaires.

2. L'intervention de la CRE.

La Commission de régulation de l'énergie, autorité indépendante, a vu son rôle affirmé sur la période.

Elle s'est attachée à veiller tout d'abord à l'indépendance de gestion des réseaux de transport et de distribution, garante de la non-discrimination des fournisseurs alternatifs. Elle a souhaité voir durcies dans ce sens leurs règles de cette gouvernance. Dans ses rapports annuels sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux, elle a exprimé des critiques concernant la composition des conseils de surveillance de RTE et ERDF, où siègent des membres des instances décisionnaires d'EDF, ou la proximité de la dénomination et de l'identité visuelle d'ERDF et EDF. Elle va jusqu'à appeler de ses vœux de nouvelles garanties législatives, notamment en souhaitant un alignement des règles régissant ERDF sur celles, plus contraignantes, applicables à RTE (approbation des statuts par décret, approbation du programme d'investissement par le régulateur ou accord du ministre pour la désignation du président du directoire).

En février 2009, elle a dénoncé dans un communiqué les interventions publiques du Président du Groupe EDF à l'occasion des mesures prises pour faire face aux tempêtes, relevant selon elle de la responsabilité de RTE et d'ERDF.

En 2012, elle a procédé à la certification de RTE, après avoir vérifié qu'il satisfaisait aux règles strictes d'indépendance du gestionnaire de transport fixées par la 3^{ème} directive et le code de l'énergie.

Dans le domaine financier, elle exerce également un rôle croissant.

Elle donne un avis sur le niveau des tarifs réglementés de vente. Elle a ainsi donné un avis défavorable à la hausse des tarifs jaune et vert d'août 2007, estimant qu'ils ne permettaient pas de couvrir les coûts d'EDF. Elle a émis un avis favorable aux hausses différenciées d'août 2008, les jugeant insuffisantes mais marquant une première étape vers la couverture des coûts. Cet avis a servi de base à l'annulation de l'arrêté tant qu'il n'avait pas fixé un niveau plus élevé d'augmentation des tarifs jaune et vert (CE, SOCIETE POWEO, 1^{er} juillet 2010)⁸. Pour les mêmes raisons, la CRE a à nouveau donné un avis défavorable aux hausses décidées en juillet 2012, pour les tarifs jaune et bleu cette fois. La loi NOME prévoit que les tarifs seront fixés à compter de 2015 sur proposition de la CRE selon un mode de construction déterminé (cf. §5).

La CRE avait déjà le pouvoir de proposer le tarif d'utilisation des réseaux public d'électricité (TURPE). Elle a joué ainsi un rôle déterminant dans leur fixation⁹ et y a introduit des éléments de régulation incitative avec des bonus/malus en fonction de critères de qualité de la fourniture et du service. La CRE fixe désormais les tarifs, les ministres n'ayant plus que le pouvoir de lui demander une nouvelle délibération (article L. 341-2 du code de l'énergie).

Enfin, la CRE donne un avis sur le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH ; cf. §5). Elle a émis un avis favorable au niveau de départ fixé au 1^{er} juillet 2011 mais préconisé de différer le

⁸ A noter que l'arrêté tarifaire de 2009, qui avait pourtant reçu l'avis favorable de la CRE (elle relevait qu'il permettait enfin de couvrir les coûts de fourniture dans chacune des catégories de tarif et de résorber certaines trappes tarifaires trop favorables à certains clients), a été annulé par le Conseil d'Etat (CE, SIPPAREC, 22 octobre 2012)

⁹ A noter que l'arrêté fixant la structure du TURPE 3 proposée en 2009 par la CRE a été annulé par le Conseil d'Etat (CE, Société Direct Energie, 28 novembre 2012) qui a jugé le calcul de la rémunération d'ERDF contraire à la loi

relèvement décidé par le gouvernement à compter du 1^{er} janvier 2012. La CRE fixera elle-même le prix de l'ARENH à compter du 8 décembre 2013.

3. L'intervention de l'autorité nationale de la concurrence.

Le Conseil de la concurrence, enfin, saisi par des concurrents d'EDF, a été conduit à se prononcer sur des plaintes pour abus de position dominante.

En décembre 2007, à la suite d'une plainte du fournisseur alternatif Direct Energie, qui dénonçait son impossibilité de proposer des offres compétitives du fait de l'effet de ciseau entre les prix de son contrat de fourniture auprès d'EDF et les tarifs de la gamme EDF Pro aux petits industriels, le Conseil avait accepté les propositions d'engagements d'EDF. L'entreprise s'est ainsi engagée à offrir aux fournisseurs d'électricité un volume de 1 500 MW sur des périodes allant jusqu'à 15 ans (environ 10 TWh par an) à des prix permettant le développement de la concurrence (42 € courants/MWh en moyenne jusqu'en 2012, puis 46 € valeur 2005, assurant la couverture du coût de développement estimé, à l'époque, de l'EPR, au-delà). Les deux premiers appels d'offres de 500 MW chacun ont été lancés par EDF auprès des fournisseurs en mars et novembre 2008.

En avril 2009, à la suite d'une plainte de la société Solaire Direct, qui dénonçait l'atteinte portée à la concurrence par la confusion entretenue entre le rôle d'EDF fournisseur aux tarifs réglementés et l'activité de sa filiale EDF ENR dans les services destinés à la production d'électricité photovoltaïque, le Conseil a prononcé des mesures conservatoires à l'encontre d'EDF. Il a notamment enjoint à EDF de supprimer tout accès d'EDF ENR à sa base de clients. L'instruction au fond de l'affaire n'est pas achevée. Une lettre de grief a été notifiée à EDF en mai 2012.

Par ailleurs, en avril 2012, l'Autorité de la concurrence, à l'occasion de son avis réservé sur le projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, a souligné que selon elle deux éléments jouaient actuellement contre une incitation des fournisseurs alternatifs à investir dans des capacités de production nouvelles : l'absence d'accès à une électricité de base compétitive dans les mêmes conditions qu'EDF et le mode de fixation du prix des tarifs réglementés de vente au consommateur final.

5/ Le casse-tête du « squeeze » tarifaire et la complexité dispositif de régulation

1. Les solutions apportées par la loi NOME.

Pour remédier au squeeze tarifaire qui est à l'origine du faible développement de la concurrence sur le marché français de l'électricité, plusieurs voies étaient possibles.

L'une eût consisté à supprimer les tarifs réglementés de vente ou à les aligner sur les prix de marché. Marcel Boiteux, directeur général puis Président d'EDF de 1967 à 1987, un des pères du programme nucléaire et de la tarification marginale (*« l'horloge est faite pour dire l'heure, le tarif pour dire les coûts »*) le soulignait non sans ironie. Il ne s'agirait pas, *« comme on pouvait le croire initialement, d'ouvrir à la concurrence pour faire baisser les prix, mais d'élever les prix pour permettre la concurrence »* (*« Les ambiguïtés de la concurrence – Electricité de France et la libération du marché de l'électricité »*, Futuribles, mai 2007). Il proposait ultérieurement que la rente ainsi dégagée par EDF soit captée par l'Etat actionnaire et redistribuée par lui (La Tribune, 26 mai 2008).

Telle n'a pas été la voie retenue.

La loi NOME met en place un cadre transitoire (jusqu'au 31 décembre 2025) reposant sur deux instruments qui doivent permettre de rapprocher les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs des tarifs réglementés de vente (seul le tarif bleu pour les particuliers subsistera au-delà de 2015) et de proposer ainsi au client une offre de marché compétitive.

- L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été proposé par le rapport remis par la Commission Champsaur en avril 2009. Il doit permettre d'abaisser le coût moyen d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs en leur permettant d'acheter une partie de leur électricité à EDF à un prix

régulé, inférieur aux prix de gros du marché. Les capacités offertes dans ce cadre pourront atteindre 100 TWh, soit près du quart de la production du parc d'EDF¹⁰.

- La « contestabilité » (*sic*) des tarifs réglementés doit permettre de relever ces derniers pour les porter au niveau du coût d'approvisionnement moyen des fournisseurs alternatifs¹¹.

A peine mis en place, ce dispositif, s'il satisfait à ce stade les régulateurs, suscite les préoccupations de divers acteurs.

2. **Compte tenu de son impact financier, ce dispositif constitue un enjeu majeur pour EDF et s'inscrit au cœur du débat sur la politique énergétique.**

- **Le projet industriel d'EDF semble en effet difficilement compatible avec ce dispositif.**

L'opérateur historique est engagé dans un programme d'investissements très ambitieux. Le montant de ses investissements bruts en France est passé de 3Mds€ en 2005 à plus de 7Mds€ en 2011.

Il prévoit de réaliser sur les 15 prochaines années un programme de près de 50 Mds€ d'investissements sur le parc nucléaire (+ 5 Mds à la suite des enquêtes complémentaires de sûreté réalisées après l'accident de Fukushima). Il entend ainsi améliorer la sûreté et la maintenance du parc, dont le coefficient de disponibilité s'est dégradé entre 2005 et 2009, du fait notamment d'avaries touchant les gros composants (générateurs de vapeur, alternateurs, transformateurs). Le niveau des investissements liés à la maintenance, l'exploitation et les visites décennales doivent doubler entre 2011 et 2015 (3,5 Mds€ contre 1,8). Il entend également engager l'allongement de la durée de vie des centrales (actuellement amorties sur 40 ans et dont l'exploitation est autorisée tous les 10 ans à l'issue de visites décennales, la 3^{ème} ayant commencé pour le palier 900 MW).

En faisant converger ses prix vers le coût économique de son parc, EDF souhaite donc conforter ses capacités de financement pour faire face à ces investissements.

Cet enjeu n'est pas seulement financier pour EDF et l'Etat actionnaire. Il est aussi stratégique, comme l'a souligné le rapport susmentionné de la Cour des comptes. Certes rendu plus complexe par la réouverture du débat sur le nucléaire après Fukushima, il touche à la sécurité d'approvisionnement du pays en électricité.

Il a été au cœur de la bataille de chiffre livrée entre l'entreprise et le régulateur à l'occasion de la fixation du prix de l'ARENH et clarifiée par le rapport remis par la Cour des comptes en janvier 2012 sur les coûts de la filière nucléaire.

EDF évalue son coût économique en prenant en compte la valeur initiale réévaluée du parc sur sa durée de vie totale de fonctionnement, soit un coût de renouvellement, chiffré sur la base de cette méthode, à 49,5 €/MWh par la Cour des comptes.

Le 2^{ème} rapport Champsaur (mars 2011), dans une logique purement régulatoire, ne prend en compte que la valeur nette comptable du parc, déjà en grande partie amorti, rapportée à sa durée de vie résiduelle, soit 39 €/MWh. Il n'écarte pas la prise en compte, au fil de l'eau, le moment venu, de dépenses supplémentaires de maintenance, voire de « jouvence ».

¹⁰ La lourdeur du système de rationnement permettant de déterminer et contrôler les droits de tirage des fournisseurs alternatifs et de régir les relations entre le vendeur obligé et ses acheteurs en préservant la confidentialité des données de ces derniers, avec l'intervention de la CRE, de RTE et de la Caisse des Dépôts, n'est pas le moindre des paradoxes de ce passage d'une « économie administrée » à une économie de marché (pour sa description, voir le rapport d'activité 2011 de la CRE, juillet 2012, pages 73 à 85).

¹¹ Pour ce faire, l'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose que « dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité [i.e. le coût résiduel d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs sur le marché de gros] qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi qu'une rémunération normale.

A ce stade, le niveau de l'ARENH a été fixé à 40 €/MWh au 1^{er} juillet 2011 en cohérence non pas tant avec les coûts d'EDF qu'avec le TaRTAM, précédent mécanisme d'aide aux fournisseurs alternatifs. Il a été porté à 42 € par le gouvernement au 1^{er} janvier 2012 contre l'avis de la CRE qui recommandait de s'en tenir au niveau évalué par le 2^{ème} rapport Champsaur, d'ailleurs implicitement avalisé par le ministre puisque celui-ci justifiait l'augmentation de 2 € par la charge prévisionnelle des mesures de sûreté post Fukushima.

Ce niveau ne satisfait ni EDF qui souhaite le voir converger vers son coût « économique », ni les fournisseurs alternatifs qui le jugent trop élevé pour leur permettre d'être compétitifs.

- **Le dispositif risque également de ne pas satisfaire le consommateur.**

Si elle réussit grâce à la loi NOME, l'ouverture du marché de l'électricité pourrait bien ne pas échapper au paradoxe que relevait Marcel Boiteux en 2007 et s'accompagner d'une forte hausse des prix.

Le rapport de la Commission d'enquête du Sénat sur « le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques » (juillet 2012) menace ainsi le consommateur d'une hausse de sa facture de 50 % d'ici à 2020.

Le Président de la CRE ne dément pas le dynamisme de cette facture. Entendu par la Commission en mars 2012, il estime la hausse à 30 % d'ici 2016, qu'il attribue à parts égales à 3 impacts :

- celui de la CSPE, dont la crise de trésorerie (cf. note 13 ci-dessus) implique un doublement, au rythme de + 3 € par an (le taux est proposé par la CRE et plafonné, en l'absence d'arrêté, par l'article L. 121-13 du code de l'énergie), pour combler le déficit accumulé ;
- celui du tarif réglementé de vente dans ses deux composantes (à part à peu près égales pour le tarif bleu) :
 - . le tarif d'utilisation des réseaux publics (le TURPE, fixé par la CRE), qui couvre le coût d'acheminement et pour lequel le Président de la CRE prévoit une augmentation de 2 % par an hors inflation du fait des investissements jugés indispensables. Ce mouvement a déjà été engagé. La hausse du TURPE au 1^{er} août 2011 (+ 3,94 % pour la distribution, + 2,56 % pour le transport) a absorbé les 2/3 de la hausse du tarif intégré décidée par le gouvernement au 1^{er} juillet (+ 1,3 € par MWh en moyenne sur 1,9) ; celle du 1^{er} août 2012 (+ 1,8 % pour la distribution, + 2,79 % pour le transport) absorbe plus d'1/3 de la hausse de 2 % décidée par le gouvernement au 23 juillet (0,6 € sur 1,7 en moyenne) ;
 - . la part production du tarif dont la CRE prévoit qu'il rattrape le niveau de l'ARENH (42 € aujourd'hui). Depuis lors, le Président de la CRE a souligné que, compte tenu du coût résiduel d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs aux prix de gros (environ 55 € aujourd'hui), la « contestabilité » des tarifs impliquerait un rattrapage supérieur (cf. note 18 ci-dessus).

Il convient de souligner que cette dynamique de la facture d'électricité préoccupe l'opérateur historique : bien que forte, elle ne satisfait pas ses demandes de convergence de l'ARENH et de la part production du tarif réglementé de vente vers ses coûts économiques. Pire, si les pouvoirs publics manifestent la même volonté de modération de la hausse de la facture d'électricité qu'au cours des 10 dernières années (cf. 3.2 ci-dessus), la dynamique de la CSPE et du TURPE risque d'« étouffer » la progression de la part de la facture couvrant des coûts de production de l'entreprise.

*
* *
*

Conclusion provisoire

L'ouverture du marché de l'électricité conduite sous la pression de Bruxelles ne peut pas être qualifiée de franc succès.

Son effet est limité. Elle s'est traduite par la mise en place de mécanismes de régulation toujours plus complexes, au moins aussi lourds et sans doute non moins opaques que le « monopole vertueux » créé en 1946.

Le modèle recherché a peut être insuffisamment pris en compte certaines réalités, telles que les lois de la physique de l'électricité ou les spécificités du mix énergétique national comme le craignait, dès 2003, François Sault (pseudonyme du premier directeur financier de la CRE, entre 2000 et 2001) invoquant les malheurs de réformes analogues, crise californienne ou faillite de British Energy (« *EDF, chronique d'un désastre inéluctable* », Calmann-Lévy). Il n'a de fait pas résisté à l'écart de prix qui s'est installé entre tarifs réglementés et prix du marché de gros.

La dernière tentative en date d'organiser cette ouverture du marché, la loi NOME, pose aujourd'hui les questions de l'acceptabilité sociale de ses conséquences et des difficultés de l'opérateur historique à financer son projet industriel.

Le grand débat national sur la transition énergétique, qui lancé à l'automne 2012 et qui doit déboucher en 2013 sur l'élaboration d'un projet de loi de programmation, devrait être l'occasion de préciser le cadre de la politique énergétique, de la politique industrielle associée et des financements que celles-ci nécessitent.