

QUEL MODE DE GESTION POUR LES SERVICES PUBLICS LOCAUX DE L'ÉLECTRICITÉ ?



Le livre blanc de la FNCCR



SERVICES PUBLICS LOCAUX
DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU,
DE LA GESTION DES DÉCHETS,
DES TÉLÉCOMMUNICATIONS
ET DE L'ENVIRONNEMENT

REFONDER LES SERVICES PUBLICS LOCAUX DE L'ÉLECTRICITÉ

Initiée dans les années 1990, l'ouverture à la concurrence des marchés de la fourniture d'électricité est désormais une réalité. En France, entreprises comme particuliers peuvent librement choisir leur fournisseur, opter pour des offres à prix de marché ou garder les tarifs réglementés du service public.

Comme c'était prévisible, la concurrence, même accouchée au forceps, fragilise le service public.

Pour la fourniture, l'extinction programmée des tarifs « jaune » et « vert » en 2016, réduit le périmètre du service public. Prévue par la loi « NOME »¹, via l'accès régulé au nucléaire historique, la convergence des tarifs « bleus » avec les prix de marché initialement bien plus élevés en diminuera d'autant l'attractivité.

Pour l'acheminement, à la fois monopole naturel – un seul réseau sur un territoire – et légal – une seule entreprise habilitée à gérer ce réseau unique –, la concurrence n'est peut-être qu'une question de temps : attendu fin 2011, un projet de directive européenne soumettrait à des règles européennes de concurrence la passation des concessions de service, comme de travaux. À plusieurs reprises, les représentants d'EDF comme d'ERDF ont évoqué la possibilité d'une application de ces nouvelles dispositions aux concessions électriques. Et s'y préparent.

Les représentants des collectivités territoriales, autorités organisatrices de la distribution d'électricité, eux, ne la souhaitent pas. Avec ce Livre blanc, adopté à l'unanimité par le Conseil d'administration de la FNCCR, nous émettons nos propositions pour pérenniser un véritable service public local de l'électricité.

Trop souvent, ces dernières années, les collectivités ont été confrontées à des abus de monopole de la part d'ERDF. La dégradation de la

1. Loi du 7 décembre 2010, portant Nouvelle organisation du marché de l'électricité. Un glossaire en fin de volume détaille les sigles et acronymes utilisés dans cet ouvrage.

qualité de l'énergie distribuée est avérée. Un jeu d'acteurs complexe compromet l'efficacité des décisions qui y remédieraient.

Cette situation n'est plus acceptable. Les collectivités doivent être dotées d'outils de régulation, voire de coercition, efficaces qui seuls permettront de véritablement contrôler l'activité du concessionnaire ERDF. Il convient aussi de leur permettre, en dernier recours, lorsque l'incapacité d'ERDF à remplir ses missions est avérée, d'opter pour un opérateur public local. À condition que celui-ci dispose d'une taille significative pour garantir un niveau suffisant de péréquation et d'un agrément d'État. Ce ne serait après tout que le pendant de ce qui existe déjà lorsque le service public est confié à une entreprise locale de distribution : l'autorité organisatrice peut choisir de lui substituer ERDF.

Nul ne souhaite utiliser cette arme de dissuasion ultime. Mais ce scénario ne doit pas être négligé.

D'abord, parce qu'il pourrait parer aux dérives qui ont accompagné la recomposition du paysage électrique depuis une décennie. Ensuite parce qu'il sécuriserait l'avenir du personnel des entreprises électriques et gazières. Enfin, parce qu'il conforterait le service public local de distribution auxquels nos concitoyens sont profondément attachés.

XAVIER PINTAT
Président de la FNCCR

PRÉAMBULE

La distribution et la fourniture d'électricité sont des services publics locaux, organisés par des collectivités territoriales, le plus souvent regroupées en grandes intercommunalités. Ces autorités organisatrices gèrent le service public directement (régies) ou, de manière déléguée, avec des concessionnaires, EDF et ERDF, ou entreprises publiques ou coopératives locales.

Longtemps plébiscité par les Français, ce modèle vacille aujourd'hui sous la combinaison de plusieurs facteurs :

- ▶ une ouverture à la concurrence qui ne cesse de s'accroître,
- ▶ le développement de sources d'énergies décentralisées et l'émergence de réseaux « intelligents »,
- ▶ l'apparition d'une multiplicité d'acteurs aux objectifs souvent contradictoires.

La « main invisible » qui organiserait harmonieusement le secteur électrique semble aujourd'hui introuvable

Pour les autorités organisatrices de la distribution et de la fourniture d'électricité, il est temps de rebâtir un système efficace et équitable au service de l'intérêt général.

Cela passe par une régulation locale renforcée.

L'objet de ce livre blanc est de donner à réfléchir sur l'avenir d'un système qui nous concerne tous. La FNCCR opte pour la publication, en toute transparence, de ses propositions. Le débat est ouvert.



Cet ouvrage fait référence à différents acteurs du marché français de l'électricité, dont les rôles et missions sont détaillées en annexe. Ces acteurs étant souvent désignés par leurs acronymes (AOD, CRE, ERDF...), un glossaire est également à la disposition des lecteurs en page 128.

Une version électronique intégrale du livre blanc est en ligne sur les sites internet de la FNCCR.



Ce livre blanc a été adopté à l'unanimité par le conseil d'administration de la FNCCR, le 20 octobre 2011.



CHAPITRE 1

LES TEMPS CHANGENT

UN PEU D'HISTOIRE...

A. LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ, UN SYSTÈME DÉCENTRALISÉ

I. Le système électrique français a été mis en place dans un cadre décentralisé avant la nationalisation de 1946

Dès l'origine, le système électrique français s'est construit localement, à l'initiative des collectivités territoriales. La loi a rapidement reconnu cette compétence (décret du 15 mai 1888, loi du 15 juin 1906).

Des réseaux locaux s'établissent autour de petites installations de production – charbon, barrages. On dénombre 421 centrales en 1894 et 1413 en 1907. Jusque dans les années 1930, le système électrique français repose sur une mosaïque de centrales et de réseaux de mieux en mieux interconnectés mais exploités en toute indépendance dans le cadre de régies ou de concessions communales ou intercommunales. L'équilibre de l'offre et de la demande est purement local.

Un système productif local assorti d'une organisation locale de la distribution ? Ce rappel historique trouve une résonance d'actualité avec le recours croissant aux sources renouvelables.

II. La loi de 1946 ne remet pas en cause la compétence des autorités organisatrices locales de la distribution (AOD) d'électricité

Créant Électricité de France (EDF), la loi de nationalisation du 8 avril 1946 transfère à cet établissement public national les actifs (à l'exception des réseaux) des grandes entreprises privées opératrices de la production, du transport en haute tension et de la distribution en moyenne et basse tension. Cette loi s'inscrit dans l'évolution tendancielle du système électrique vers un schéma de production industrielle très capitalistique, centralisé autour d'un parc d'unités de production à la taille sans cesse grandissante. D'abord avec les centrales hydrauliques et thermiques, ensuite, et ce sera le point culminant, avec la création à la fin des années 1970 du parc électronucléaire.

Néanmoins, la nationalisation n'entraîne pas la disparition de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AOD). L'article 36 de la loi de 1946 prévoit ainsi le maintien des concessions de distribution locales. EDF est alors substituée à l'ancien concessionnaire. La propriété des réseaux et la possibilité pour les AOD d'exercer la maîtrise d'ouvrage des travaux et de les financer en tout ou partie sont confirmées.

Par ailleurs, la nationalisation épargne les régies locales, sociétés d'économie mixte, et structures de forme coopérative. Aujourd'hui, ces entreprises électriques publiques ou parapubliques représentent environ 5 % du volume de la distribution d'électricité.

« La nationalisation n'entraîne pas la disparition de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AOD). »

En parallèle, les AOD entament un mouvement de rassemblement, presque achevé aujourd'hui, conduisant à la création de grandes intercommunalités, de périmètre souvent départemental. Ces AOD signent ou renouvellent les contrats de concession et en contrôlent la bonne exécution avec l'opérateur EDF, désormais en monopole légal. Cette régulation de proximité permet à toutes les communes, y compris les plus petites, d'être représentées (directement ou indirectement) et favorise le dialogue, l'échange de propositions et de conseils. Par un effet d'échelle, les AOD deviennent des pôles d'expertise technique, juridique et financière.

Il est à observer que l'ouverture progressive à la concurrence de la production et de la commercialisation d'électricité, entamée à la fin des années 1990, n'a jamais remis fondamentalement en cause le rôle des autorités organisatrices locales.

III. Les services publics locaux de l'électricité comprennent aujourd'hui la distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

Initiée dans les années 1990, la mise en œuvre du projet européen d'un grand marché intérieur de l'électricité a imposé la distinction entre deux métiers :

- ▶ La fourniture (production et commercialisation de l'électricité) ;
- ▶ l'acheminement (transport et distribution).

Face à l'émergence progressive de ce marché, l'autonomisation de l'activité d'acheminement découle de la théorie des infrastructures essentielles. Cette activité présente en effet des caractéristiques technico-économiques – notamment des effets d'économies d'échelle

« Le « monopole naturel » du réseau ne doit pas être confondu avec le « monopole légal » de la gestion de ce réseau »

importants – telles qu'il est par nature moins coûteux d'établir sur un territoire à desservir une seule ligne de capacité importante plutôt que plusieurs lignes de sections plus petites. Cependant, le « monopole naturel » du réseau ne doit pas être confondu avec le « monopole légal » de la gestion de ce réseau, comme le montre par exemple le secteur de la distribution d'eau potable.

Ce monopole naturel fait du réseau le point de passage obligé des vendeurs d'énergie. D'où la création de divers garde-fous pour que les conditions d'accès des tiers (producteurs, fournisseurs et consommateurs) ne perturbent pas le jeu de la libre concurrence :

- ▶ séparation organique entre les entreprises de fourniture et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) – conduisant notamment à la création d'ERDF²;

2. Électricité réseau distribution France. La filiale à 100 % d'EDF est créée le 1^{er} janvier 2008. L'obligation de séparation juridique s'impose aussi aux distributeurs non nationalisés de plus de 100.000 clients.

« Plus de quatre ans après l'ouverture du marché de détail à la concurrence, quelque 94 % des foyers ont choisi de garder le bénéfice des tarifs réglementés. »

- ▶ mise en place d'un organisme de régulation – la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Désormais, les concessions doivent être signées à la fois par le gestionnaire du réseau (GRD) et par le fournisseur – c'est-à-dire, pour 95 % du territoire, ERDF et EDF. Comme l'a en effet confirmé la loi du 10 février 2000, la fourniture au tarif réglementé de vente ou au tarif de première nécessité continue de relever de la compétence des communes ou de leurs groupements. Un service public auquel les Français sont très attachés : plus de quatre ans après l'ouverture du marché de détail à la concurrence, quelque 94 % des foyers ont choisi de garder le bénéfice des tarifs réglementés.

IV. Une desserte universelle et de qualité repose sur des mécanismes efficaces de péréquation.

Vaste et fortement rural, le territoire français occupe une place à part au sein de l'Union européenne. Cela explique les mécanismes particuliers de péréquation qui ont été instaurés au sein du système électrique.

« Au sein de l'Union, la France se distingue par un profil rural très marqué. »

Ces mécanismes de péréquation se répartissent en deux grandes catégories :

- ▶ une péréquation tarifaire mise en œuvre via :
 - le tarif (unique) d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)...
 - ... et la globalisation comptable de ses charges d'exploitation par un gestionnaire de réseau (ERDF) en situation de monopole légal sur 95 % du territoire (péréquation « monopolistique ») ;
- ▶ l'accès, pour les autres acteurs (AOD maîtres d'ouvrages, ELD), à des ressources tarifaires issues de deux fonds :

- le Fonds de péréquation de l'électricité – FPE – qui assure la mutualisation des charges de fonctionnement d'ERDF et des entreprises locales d'électricité...
- ... et le Fonds d'amortissement des charges d'électricité – FACE - pour les charges d'investissement.

B. Universalité de desserte et péréquation

I. Électricité et territoires : statistiques européennes

Le territoire français métropolitain est le plus étendu parmi les États d'Europe occidentale. Ce qui se traduit par une densité démographique moyenne. Au sein de l'Union, la France se distingue par un profil rural très marqué. Le poids de la ruralité n'est pas indifférent dans le secteur électrique, comme en témoignent quelques indicateurs significatifs.



Population, densité et part de la population urbaine membres de l'Union européenne – Source : INSEE - 2007

Pays	Population (en millions)	Densité moyenne (en hab./km ²)	Population urbaine (en%)
Union européenne	502,9	117	77
dont :			
Allemagne	82,3	231	74
Autriche	8,3	99	67
Belgique	10,5	345	97
Bulgarie	7,6	69	71
Danemark	5,4	126	86
Espagne	44,1	87	77
Estonie	1,3	30	69
Finlande	5,3	16	63
France métropolitaine	61,7	112	77
Grèce	11,1	84	61
Hongrie	10,0	108	67
Irlande	4,4	62	61
Italie	59,3	197	68
Lettonie	2,3	35	68
Lituanie	3,4	51	67
Luxembourg	0,5	184	83
Malte	0,4	1 285	94
Pays-Bas	16,5	396	81
Pologne	38,1	118	61
Portugal	10,6	116	59
République tchèque	10,3	130	73
Roumanie	21,5	90	54
Royaume-Uni	60,9	251	90
Slovaquie	5,4	110	56
Slovénie	2,0	99	49
Suède	9,2	20	84

Consommation d'électricité en urbain et rural

France métropolitaine (2008)	Abonnements BT par km de lignes BT	Abonnements BT par poste HTA-BT	Consommation BT par km de lignes BT (kWh)	Consommation BT par abonnement BT (kWh)
Urbain	80	83	529 323	6 595
Rural	24	20	172 709	7 214
Moyenne	50	45	335 427	6 757

Il y a environ quatre fois moins d'abonnés BT par km de ligne BT et par poste HTA-BT, en rural qu'en urbain. Le volume d'énergie consommée par km de ligne BT est, en rural, environ le tiers du niveau atteint en urbain. Cependant, le niveau individuel de consommation y est supérieur. Source : FACE

Département	PIB 2005 (en millions d'euros)	Linéaire réseau DP 2007 (en km)	PIB/km DP (en euros)
Ardèche	5 953	11 148	533 997
Creuse	2 281	9 804	232 660
Marne	16 627	10 169	1 635 067
Rhône	56 972	18 188	3 132 395

Les différences de longueurs de réseau expliquent également la très grande dispersion du taux de PIB départemental par kilomètre de ligne de distribution d'électricité³. Cela justifie d'autant plus la mise en place de mécanismes de solidarité financière. Ici, le rapport PIB départemental/linéaire DP varie de 1 à 13 !

Certains territoires sont en effet structurellement déficitaires. Sur la base d'une tarification à taux unique de l'acheminement, équilibrant les charges nationales, le chiffre d'affaires des gestionnaires de réseaux ruraux serait structurellement déficitaire d'environ 50 %⁴. À l'inverse,

3. Ce taux peut être considéré comme un indicateur de la capacité de financement des territoires en matière de réseaux électriques.

4. $172.709 / 335.427 = 0,51$ - en supposant par simplification les coûts strictement proportionnels à la consommation.

les recettes générées en milieu urbain par le tarif moyen d'acheminement induiraient un excédent dans la proportion de plus de la moitié⁵ par rapport au coût d'exploitation et d'investissement.

Cette dispersion des coûts de la distribution a conduit, dès les années 1930, à la mise en place du dispositif de péréquation des ressources d'investissement qu'est le FACE.

II. Les fonds de péréquation, éléments de stabilité du paysage électrique

Créé en 1937, le **FACE** aide les AOD maîtres d'ouvrages à financer leurs programmes de travaux. Ce fonds était à l'origine cofinancé par des prélèvements sur les recettes en basse tension des distributeurs, mais aussi par une dotation de l'État (qui s'est interrompue en 1983). Son périmètre d'attribution s'est élargi. Outre la tranche A/B consacrée au financement des travaux de raccordement et de renforcement électrique, ont été créées les tranches C et S dédiées respectivement à une meilleure insertion des réseaux dans l'environnement et à leur sécurisation mécanique. Le FACE a vu son volume croître de manière importante (581 millions d'euros de travaux subventionnés au taux de 65 % en 2010, contre 468 millions d'euros en 2000).

Institué après la deuxième guerre mondiale, le **FPE** assure, au bénéfice d'ELD desservant des territoires à dominante rurale, une dose de péréquation des charges d'exploitation. Son volume annuel s'établit actuellement à environ 8,5 millions d'euros. Il est financé et distribué sur la base de soldes créditeurs ou débiteurs entre d'une part, des recettes tarifaires et d'autre part, des charges « standards » d'exploitation (liées par exemple aux longueurs de lignes). Les bénéficiaires sont surtout des ELD desservant un territoire à forte composante rurale. Les contributeurs sont des ELD à profil urbain et, surtout, ERDF. La CRE doit tenir compte de la contribution d'ERDF au FPE pour caler le TURPE.

5. $529.323 / 335.427 = 1,58$

Lié à un déficit de rentabilité propre de certains travaux réalisés sur les réseaux électriques, le FACE est indépendant du mode de gestion (concessions à ERDF, à un distributeur non nationalisé, régies....). Le FACE est donc conceptuellement autonome par rapport à la logique de nationalisation et de monopole légal. Il a d'ailleurs commencé à fonctionner avant la loi de nationalisation de 1946. Si l'Union européenne impose une ouverture à la concurrence de la gestion des réseaux de distribution, il devra impérativement perdurer.

Le FPE est, lui, dimensionné pour la solidarité nationale avec la petite fraction (5 %) de la distribution ne relevant pas du monopole légal d'ERDF. La grande hétérogénéité de taille des ELD engendre en effet des inégalités (accès au marché de gros, ruralité versus urbanité). Dans un scénario d'ouverture générale à la concurrence de la gestion des réseaux de distribution d'électricité, ou même simplement de recours à des sociétés d'économie mixte ou à des structures « in house » (régies, SPL) pour la gestion de ces réseaux, le volume du FPE aurait donc probablement vocation à croître sensiblement. Il devait en effet se substituer à la péréquation « monopolistique » opérée jusqu'à présent en interne par ERDF.

Sécuriser les lieux de vie

Dans un département fortement touché par les grandes tempêtes de 1999 et 2009, le *Syndicat départemental d'électrification du Gers a fait le constat de la vulnérabilité du réseau basse tension. Aussi une partie des crédits du Facé a-t-elle été orientée vers un programme de sécurisation des bourgs des communes rurales, avec pour principe de sécuriser au moins un « lieu de vie » par commune (salle des fêtes...).* Les réseaux BT ont été déposés et des postes permettant la réalimentation par groupe électrogène ont été installés. Une enveloppe de 2,9 millions d'euros a permis de traiter une centaine de communes.

C. ET AUJOURD'HUI ? : L'ABUS DE MONOPOLE

I. L'efficacité de la péréquation monopolistique s'est dégradée de manière considérable ces dernières années

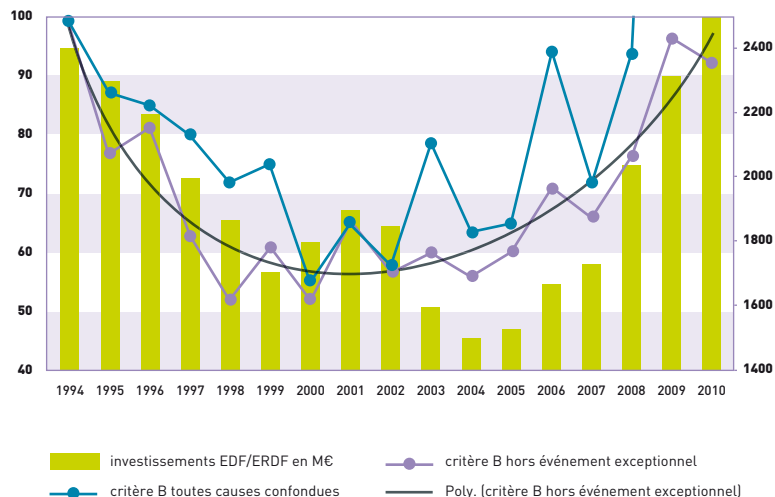
ERDF est en charge d'une part importante de la péréquation, même si cela est peu apparent car il s'agit de flux internes à l'entreprise. ERDF perçoit en effet le TURPE, gère la majorité (95 %) des réseaux de distribution et exerce la maîtrise d'ouvrage des travaux de raccordement et d'amélioration sur la partie urbaine des territoires⁶. Ce portage implicite d'une partie de la péréquation a longtemps justifié le monopole légal. Malheureusement, en dépit de l'incontestable attachement de la plupart des salariés des industries électriques et gazières aux valeurs du service public, son niveau de performance s'est dégradé dans des proportions considérables ces dernières années. Et la qualité de l'électricité a diminué au moment même où les efforts contributifs demandés aux collectivités territoriales ou aux pétitionnaires⁷ augmentaient. L'augmentation régulière du temps de coupure moyen (de 64 minutes en 2004 à 119 minutes en 2010) illustre cette dégradation. Laquelle recouvre de fortes disparités territoriales.

« En dépit de l'incontestable attachement de la plupart des salariés des industries électriques et gazières aux valeurs du service public, le niveau de performance s'est dégradé dans des proportions considérables ces dernières années »

6. Également, par une exception historique, dans quatorze départements de province et d'Ile-de-France.

7. Pétitionnaire : particulier ou organisme sollicitant un raccordement.

LA CHUTE DES INVESTISSEMENTS D'EDF ENTRE 1994 ET LA FIN DES ANNÉES 2000 ET L'AUGMENTATION DU TAUX DE COUPURE



Le dispositif de péréquation monopolistique organisé par la loi de 1946 ne parvient plus à éviter la dégradation de la qualité. Pire : il a créé une fracture électrique.

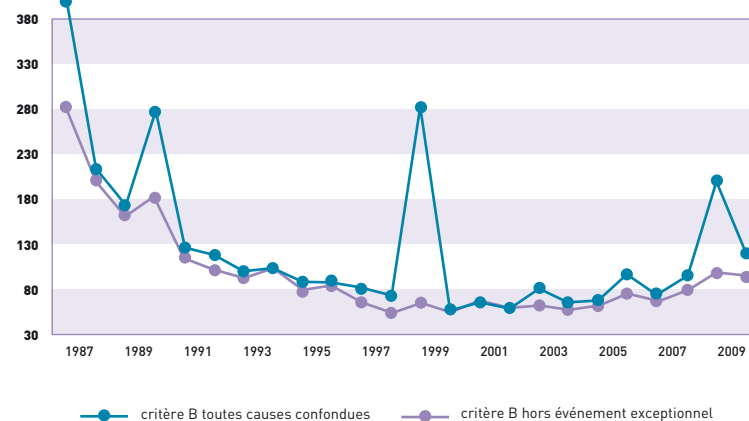
En outre, les réseaux sont devenus très sensibles aux agressions climatiques. Au moment des tempêtes de 1999, 3,5 millions de foyers, soit 7 à 10 millions de personnes physiques, ont été victimes de coupures d'électricité. Dix ans après, la tempête Klaus occasionnait dans le grand sud-ouest des coupures pour 1,7 million de foyers. Or, au moment même où cette tempête démontrait la fragilité des réseaux, le taux de réfaction⁸ était ramené à seulement 40 %, alors qu'il était auparavant sensiblement supérieur à 50 % (probablement de l'ordre de 60 %).

8. Exprimé en pourcentage, le taux de réfaction correspond à la part moyenne des coûts de raccordement couverte par le TURPE. Le reste est à la charge du pétitionnaire. Le taux de 40 % a été mis en œuvre à partir de janvier 2009.

« Pour éviter toute incertitude sur l'évolution des ressources, les décisions tarifaires devraient être assorties de projections au moins décennales. »

- Le degré de péréquation opéré par ERDF dans le cadre de son monopole a donc été en réalité très sensiblement réduit au moment même où la qualité de l'électricité connaissait une dégradation inacceptable.
- Quant à la CRE, elle n'a guère tiré les leçons de la situation : l'évolution du TURPE, pour la période 2009-2012, a été calée sur des hypothèses d'investissements très inférieures aux besoins correspondant à un véritable rétablissement de la qualité.

ÉVOLUTION DE LA DURÉE MOYENNE DE COUPURE EN MINUTES



Les pics en bleu correspondent à des événements climatiques exceptionnels.

II. Le TURPE ne permet pas le redressement de la qualité

TURPE 3 (2009-2012)

	2009	2010	2011	2012
Investissements ERDF	2 588	2 732	2 786	3 770

Proposition de trajectoire des investissements d'ERDF (CRE, 26 février 2009).

Avec un passage de 2,7 à 3,7 milliards d'euros, le point de rupture permettant d'opérer un redressement significatif de la qualité est différé à 2012. À condition de maintenir cet effort constamment durant 8 à 10 ans... Mais sera-ce le cas ? Le déploiement des nouveaux compteurs communicants, qui doit être opéré sur plusieurs années à compter précisément de 2012, ne risque-t-il pas d'absorber l'augmentation des ressources tarifaires allouées à ERDF ? En effet, le coût global de ce déploiement (entre 4 et 8 milliards d'euros) doit être rapproché de l'effort d'investissement supplémentaire nécessaire par rapport au rythme actuel.

« Le degré de péréquation opéré par ERDF dans le cadre de son monopole a été en réalité très sensiblement réduit au moment même où la qualité de l'électricité connaissait une dégradation inacceptable. »

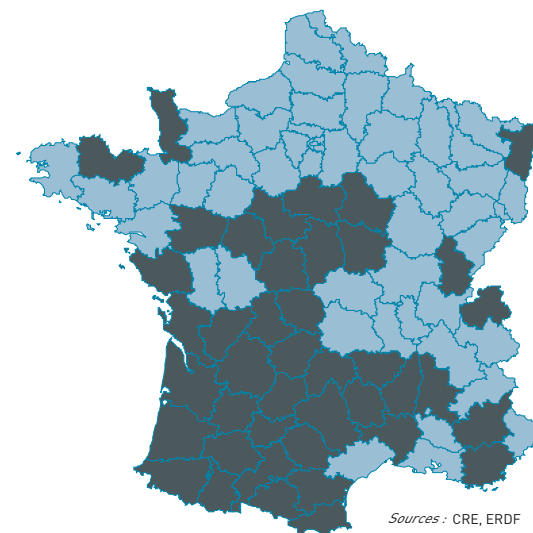
En raison de sa brièveté périodique (4 ans), le TURPE ne correspond guère à l'horizon de moyen ou long terme des décisions d'investissements relatives à des réseaux amortissables sur une quarantaine d'années. Pour éviter toute incertitude sur l'évolution des ressources, les décisions tarifaires devraient être assorties de projections au moins décennales.

Le rapport qualité/prix de la distribution publique d'électricité s'est considérablement et peut-être malheureusement durablement dégradé. Est-il encore possible de réformer le système de la péréquation monopolistique, sans le remettre en cause ? Faut-il au contraire envisager de le remplacer par une péréquation « concurrentielle » dans laquelle la fin du monopole légal et la soumission de l'activité de gestion de réseau à des remises en concurrence périodiques seraient assorties de fonds de péréquation nationaux renforcés ? Une solution intermédiaire est-elle envisageable et souhaitable ?

Une illustration de la fracture électrique

DURÉE MOYENNE DE COUPURE SUR 6 ANNÉES

Durée de coupure **moyenne** observé : **98 minutes**.
Critère B observé au niveau national
(événements exceptionnels inclus) entre 2005 et 2010.



Sources : CRE, ERDF

■ Coupures observées inférieures à la **moyenne** ■ Coupures observées supérieures à la **moyenne**

III. Impact du changement de statut d'EDF

Institué en 1946, le monopole légal concernait un établissement public industriel et commercial national dispensé de tout objectif de maximisation de la marge. Le prélèvement par l'État d'une partie des résultats d'exploitation de cet EPIC concourait largement au financement de ses objectifs d'intérêt général.

La loi du 9 août 2004 a transformé EDF en société commerciale de droit privé. L'État en détient 84,5 % mais cette part peut tomber à 70 %. Si EDF reste une entreprise « publique », l'actionnariat des tiers est devenu un paramètre essentiel de la gouvernance du groupe. De fait, les actionnaires autres que l'État sont des acteurs incontournables et influents de la définition de la stratégie de l'entreprise. EDF intègre aujourd'hui parmi ses objectifs structurels la maximisation du profit et le soutien du cours de l'action. De tels objectifs ne concourent pas nécessairement à la préservation de la qualité du service public.

De fait, – en dépit de la disponibilité et de la forte implication dans le service public des agents de terrain – il est à craindre qu'ERDF soit principalement assujettie aux objectifs de rentabilité de sa maison-mère, au détriment de la qualité de l'électricité et du service rendu sur les territoires les moins « rentables ». L'analyse des données comptables et financières d'ERDF accrédite, hélas, cette interprétation.

« ERDF qui gère les réseaux électriques moyenne et basse tension propriété des collectivités territoriales et RTE qui gère le réseau haute tension vendu par l'État à EDF, semblent avoir pour objectif de réaliser le maximum de profits pour le groupe EDF au détriment du service public. ». Cadre de vie (CLCV), n°162, janvier-mars 2009.

ERDF EN ABUS DE MONOPOLE ?

Conjugué au nouveau statut d'EDF, le monopole légal d'ERDF comporte désormais un risque manifeste « d'abus de monopole » comme l'illustrent quatre cas emblématiques.

1. Une proposition de contrat de concession inacceptable

Les négociations ouvertes avec ERDF par un nouveau syndicat d'énergie du Sud de la France, pour la mise en place d'un nouveau contrat de concession illustrent la difficulté actuelle des AOD à corriger l'asymétrie dont elles sont victimes vis-à-vis d'un GRD national tout puissant. ERDF a dans ce cas d'espèce usé et abusé du monopole légal dont elle a hérité.

► **Régime de propriété des ouvrages** : dans l'article 2 du projet transmis, ERDF tente de s'approprier la propriété des compteurs communicants et, plus largement, de tous les équipements qui feront migrer les réseaux de distribution vers une logique de réseaux intelligents. En clair : les éléments qui constitueront demain un élément stratégique central pour l'avenir de la distribution d'électricité ;

► **Répartition de la maîtrise d'ouvrage** : le projet (article 9) prévoit une répartition de la maîtrise d'ouvrage des raccordements entre concédant et concessionnaire, mais seulement pour les raccordements nécessaires à l'alimentation des nouveaux usagers. L'AOD est également exclue des renforcements des postes de transformation et des canalisations en basse tension pour l'évacuation de l'énergie produite par les installations des usagers. Contrairement à la loi NOME qui a expressément mentionné la possibilité, pour le concédant, d'exercer la maîtrise d'ouvrage des raccordements d'installations de production, celui-ci est donc exclu des travaux liés à la production d'électricité. Dans la perspective de la généralisation des bâtiments à énergie positive, l'AOD se trouverait ainsi écartée d'un des principaux facteurs d'évolution de la distribution d'énergie électrique.

► **Redevances de concession** : ERDF supprime toute référence au mécanisme de bonification lié au regroupement départemental des communes. ERDF introduit en revanche un mécanisme entièrement nouveau de plafonnement de la redevance R2 (dans le cas d'espèce, à 700 000 euros), voire un cliquet à la baisse.

► **Indicateurs de performance** : toute référence aux indicateurs de performance entérinés par un accord national entre EDF, ERDF et la FNCCR en 2009 a disparu.

Globalement, ce projet est outrancièrement favorable à ERDF, à laquelle il tend à donner le contrôle de tous les facteurs décisifs pour l'avenir de la distribution d'électricité : compteurs communicants, réseaux intelligents, production locale d'énergie électrique.

2. De graves carences d'EDF et d'ERDF dans la gestion de la concession de la ville de Paris

Dans son rapport d'observations définitives sur la délégation du service public de distribution de l'énergie électrique dans Paris pour les exercices 2003 et suivants, la Chambre régionale des comptes d'Île-de-France a dressé un réquisitoire sévère contre la gestion de cette concession.

« On constate la dérive stratégique d'une société commerciale en monopole, de plus en plus souvent tentée d'instrumentaliser sa position au profit d'une politique financière conduisant directement à la dégradation du service public. »

Elle y dénonce « le caractère lacunaire des informations comptables transmises » à l'autorité concédante, un « manque de transparence (qui) vaut également pour la provision pour renouvellement, non comptabilisée au bilan dans la rubrique « droits du concédant ».

La Chambre dénonce également « une gestion opaque du parc immobilier mis à disposition de la concession » - assortie d'un manque d'entretien, qui a conduit la ville à exiger « de l'entreprise qu'elle procède à la remise en état des biens pendant la durée de la location... ».

3. Modification unilatérale, par ERDF, de la méthode de calcul du nombre de départs et de clients mal alimentés

En juin 2011, ERDF a « informé » les autorités concédantes et la FNCCR qu'elle avait unilatéralement procédé à des modifications importantes de

certain paramètres du calcul des contraintes électriques⁹. Cette modification conduirait mécaniquement à une chute du nombre de clients mal alimentés au sens du « système d'information géographique » d'ERDF, de l'ordre de la moitié, voire plus par rapport à l'inventaire de 2009. En conséquence, des clients considérés jusqu'à présent comme mal alimentés ne le seraient plus, simplement parce qu'ERDF a changé son « thermomètre », son SIG en l'occurrence.

À cette absence totale de concertation s'ajoute le constat, fait par les AOD, des nombreuses anomalies du SIG ainsi reconfiguré.

Cette approche biaisée aurait de nombreuses conséquences négatives. La sous-estimation des besoins de renforcement conduirait soit à une nouvelle dégradation de la qualité de l'électricité soit à un transfert de la charge du financement des investissements vers les collectivités et donc les contribuables locaux (malgré les interdictions édictées par la loi sur ce point). Sans doute pour allouer le produit du TURPE à des investissements plus « profitables ». Il y a ici une illustration manifeste de la dérive stratégique d'une société commerciale en monopole, de plus en plus souvent tentée d'instrumentaliser sa position au profit d'une politique financière conduisant directement à la dégradation du service public.

« Le concessionnaire multiplie les usages abusifs et parfois même agressifs du monopole que lui attribue la loi. »

4. L'INC et le Médiateur de l'énergie dénoncent le traitement défavorable de certains consommateurs résidentiels

« Le médiateur fait encore plus grincer des dents chez ERDF et GRDF, filiales de distribution des deux groupes. Leur activité – la gestion du réseau et le relevé des compteurs – est encore sous monopole. Ces deux sociétés, qui ont parfois leur part de responsabilité dans les litiges, ne répondent pas toujours de bonne grâce au médiateur. Elles donnent

9. Fourchette de variation de tension admissible portée à 230 V + ou moins 10 % au lieu de 230 V plus 6 % moins 10 %, modification des températures de référence, modification de certains profils de puissance...

alors la désastreuse impression de dissimuler leurs méfaits. Ce fut le cas dans le dossier de Monsieur C., victime d'un dysfonctionnement de son contrat Tempo. Avec cette offre, le prix de l'électricité varie selon les jours. Or Monsieur C. s'est vu facturer au prix fort (« *jours rouges* ») deux jours qui n'auraient pas dû l'être. ERDF a reconnu une « *anomalie de transmission du signal Tempo* ». Mais le distributeur a refusé de révéler au médiateur combien d'autres consommateurs ont été touchés par ce raté. Le mutisme d'ERDF « *laisse à penser* » que, pour les autres victimes, « *la correction de leur facturation n'est pas prévue* », s'irrite le médiateur. ». 60 millions de consommateurs, n°439, juin, 2009.

Le maintien du monopole légal en parallèle au changement de statut du groupe EDF ne s'est malheureusement pas accompagné de garde-fous suffisants pour garantir l'intérêt général. En témoigne une délibération de la CRE afférente au tarif d'utilisation des réseaux d'électricité (2009) qui est une sorte d'aveu d'impuissance : « *la politique de remontée des dividendes à la maison mère décidée par l'actionnaire pourrait entrer en concurrence avec les investissements prévus pour améliorer la qualité sur les réseaux* ».

C'est dans ce contexte inédit que les AOD voient le concessionnaire multiplier les usages abusifs et parfois même agressifs du monopole que lui attribue la loi.

La conclusion s'impose : l'exclusivité de la gestion publique des réseaux ne pourra perdurer qu'à la condition d'une réforme profonde. Il est impératif de restituer aux autorités concédantes des moyens efficaces de combattre les abus de monopole inhérents au glissement d'EDF et d'ERDF vers une logique de maximisation du profit à court terme.



CHAPITRE 2

UN CONTEXTE INCERTAIN

A. ÉVOLUTIONS TECHNIQUES ET JURIDIQUES

Concurrence, énergies renouvelables, multiplicité d'acteurs... : plusieurs tendances lourdes modifient structurellement le paysage électrique hexagonal.

I. Une logique d'ouverture à la concurrence qui s'accroît

L'adoption de la loi NOME n'a sans doute pas mis un terme à la logique de remise en cause du secteur administré, bien qu'elle prévoie la suppression pure et simple du bénéfice des tarifs réglementés pour les gros consommateurs à compter de 2016. Quant à l'impact du mécanisme d'accès à la ressource historique d'énergie nucléaire (ARENH) en termes de concurrence sur le marché de détail, il est encore incertain.

Cependant, en posant le principe de la couverture tarifaire de coûts complets, la loi NOME vise à faire converger les prix de marché avec les tarifs réglementés. Ce qui rendrait inutile le maintien de ces derniers.

Une telle évolution aura forcément un impact sur les services publics locaux de fourniture d'électricité, qui relèvent de la compétence des AOD. Leur périmètre correspond précisément à celui des tarifs réglementés¹, tout contrat à prix de marché étant exclu du service public de fourniture. Pour les AOD, trois options sont possibles :

1. *l'attentisme fataliste. Le périmètre du service public se réduirait pour éventuellement disparaître à terme*, au moins dans sa dimension locale, la fourniture à caractère social pouvant être considérée comme relevant davantage du niveau national ;
2. *la revendication du maintien des services publics locaux de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente*, au moins pour les petits consommateurs (moins 36 KVA) ;
3. *la création d'une offre publique locale de fourniture d'électricité*. Cette approche plus novatrice se traduirait par la revendication d'une liberté d'établissement des services publics locaux de

1. « Les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité mentionnées au dernier alinéa du II du présent article sont les autorités organisatrices du service public de la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution qui bénéficient des tarifs réglementés de vente mentionnés au I de l'article 4 ou de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (loi du 10 février 2000).

fourniture, à la décision de chaque autorité organisatrice (via une ELD). Complémentaire à la précédente, cette hypothèse pourrait dans certains cas concourir très utilement à la diversification du côté « offre » du marché, donc au final à une stimulation du jeu concurrentiel que l'Union européenne appelle, sans grand succès, de ses vœux.

II. Le développement d'une production décentralisée renouvelable et intermittente

Les politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre se traduisent par un développement désormais très rapide des installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables le plus souvent intermittentes (énergie éolienne et énergie solaire). C'est une révolution technique et économique sans précédent, qui a plusieurs conséquences sur les services publics locaux :

- ▶ Même s'il existe des installations de grande voire très grande puissance (12 MW et plus), nombre d'entre elles sont de type quasi-domestique. De quelques kVA de puissance, elles sont raccordées à un réseau public de distribution, et non au réseau de transport. Cela a deux conséquences : un niveau de décentralisation beaucoup plus important que par le passé, l'émergence de flux d'énergie bidirectionnels sur les réseaux. Cette évolution va poser des problèmes multiples : raccordement des producteurs, renforcements des réseaux, équilibrage local, nécessité de développer des outils d'effacement et de maîtrise de la demande... Le tout questionne la répartition des rôles entre le gestionnaire du réseau de distribution concerné, le gestionnaire du réseau de transport, et les fournisseurs d'électricité. La prise en compte de ces nouvelles fonctionnalités suppose de faire entrer activement les technologies de l'informatique et des communications électroniques dans la gestion des réseaux de distribution qu'il s'agit de rendre « intelligents » (« smart grids »).

L'acuité des enjeux est illustrée par les difficultés actuellement rencontrées par le projet de compteur « communicant » Linky, porté par ERDF :

- Fonctionnalités mal définies et répondant davantage aux besoins de productivité du GRD qu'à ceux des consommateurs,

- Sous-estimation des coûts de déploiement créant le risque d'une remise en cause tendancielle des autres investissements à réaliser sur les réseaux de distribution d'électricité.
- ▶ les collectivités territoriales et leurs groupements peuvent produire de l'électricité d'origine renouvelable, à la condition de souscrire un contrat avec un opérateur historique dans le cadre de l'obligation d'achat. À l'expiration de ce contrat, ils peuvent vendre l'électricité à l'acheteur de leur choix. Les AOD ne sont pas encore très nombreuses à avoir investi substantiellement ce nouveau compartiment d'activité. Mais peut-être est-ce là la première étape d'une évolution qui en ferait un jour des producteurs-fournisseurs d'énergie électrique. À terme, les services publics locaux de fourniture se déconnecteraient alors des tarifs réglementés pour évoluer vers des activités locales de fourniture relevant de la liberté du commerce et de l'industrie.

Éclairage public : réduire la consommation

Dans le Tarn, le Syndicat départemental d'énergies (SDET) œuvre pour la maîtrise des dépenses d'énergie dans l'éclairage public, via diverses actions de rénovation (pose d'horloges, remplacement de luminaires). Ces actions sont devenues essentielles dans un contexte d'élévation des coûts de l'électricité et d'augmentation des dépenses des communes liées à l'éclairage public. Le SDET pilote également un projet de recherche appliquée sur les lampes LED, une technologie de pointe en éclairage public fonctionnel, en liaison avec Stanley Electric, industriel japonais, l'ADEME et l'Université de Toulouse.

III. Évolution de la réglementation, de la doctrine et de la jurisprudence en droits européen et français

Plusieurs éléments convergents conduisent à s'interroger sur la compatibilité avec le droit européen de l'attribution sans mise en concurrence d'une concession de distribution d'électricité (ou de gaz, cité ici en raison de plusieurs similarités).

a. Le droit européen applicable aux concessions

En France, la distribution d'électricité présente la singularité forte d'un ancrage local et national. Si elle constitue en effet un régime de gestions déléguées qualifiées de concessions (locales) par la loi, elle s'assortit de l'intervention de l'État pour l'attribution du monopole légal et la fixation des tarifs administrés.

Ce mode de gestion particulier doit être analysé au regard des catégories conceptuelles du droit européen et français. Plusieurs observations s'imposent :

- ▶ Quoique qualifiés de contrats de « concession »², les contrats afférents à la gestion des réseaux de distribution d'électricité ont en réalité un caractère mixte au regard des deux catégories que sont la concession de service public et l'affermage. En effet, l'autorité organisatrice est habilitée à assurer la maîtrise d'ouvrage de travaux sur son réseau.
- ▶ Le mot de concession est en soi susceptible de recevoir des sens différents. En droit européen, l'expression « concession de services » semble assimilable aujourd'hui à la notion française de « délégation de service public ».
- ▶ Le doute sur le sens exact du mot « concession » en matière de distribution d'électricité peut naître également de deux autres considérations :
 - Compte tenu de l'objet même de la mission dévolue au GRD – l'exploitation d'un réseau de distribution d'électricité – on peut se demander si la concession dont il est titulaire n'aurait pas davantage le caractère de concession de travaux publics plutôt que celui de concession de services (cette dernière qualification juridique concernant *a contrario* le service public de fourniture d'électricité).
 - En France, l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité ne dispose pas de la plénitude des attributions d'un contractant : elle ne peut ni choisir librement son cocontractant, ni négocier ou fixer le tarif du service concédé.

2. Article 36 de la loi 1946.



Malgré ces particularités, la réalité juridique de la compétence d'autorité concédante repose largement sur cet attribut essentiel que constitue le droit de propriété du réseau. Il habilite en effet la collectivité territoriale (ou le groupement de collectivités) propriétaire à déléguer à un tiers (le GRD) l'exploitation de l'ouvrage. Cette propriété valide sans contestation possible le pouvoir concédant de l'autorité organisatrice et, subséquemment, la qualification de concession donnée au contrat d'exploitation du réseau.

C'est sur cette base qu'il est légitime d'évaluer la situation juridique des concessions de distribution d'électricité, considérées ici comme des concessions de services.

1. Réglementation sectorielle

La réglementation sectorielle actuellement applicable à l'électricité et au gaz relève respectivement des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE. Certaines dispositions de la première sont susceptibles de concerner la procédure de passation des concessions de distribution d'électricité.

On doit notamment relever que l'article 24 de cette directive prévoit que les gestionnaires des réseaux doivent être désignés pour une durée « à déterminer ». Cette précision est de nature à faire présumer la volonté de l'Union européenne de créer les conditions d'une remise en concurrence périodique. Or, en droit français, les contrats de concession de distribution sont les seuls actes juridiques déterminant effectivement la durée durant laquelle l'opérateur est chargé d'assurer ses missions de service public. *A contrario* les dispositions législatives investissant de ces missions, selon le cas, ERDF, les ELD ou EDF, ne précisent en aucune manière la durée de cette investiture³.

« En droit français, les contrats de concession de distribution sont les seuls actes juridiques déterminant effectivement la durée durant laquelle l'opérateur est chargé d'assurer ses missions de service public. »

Cet article 24 indiquant que la durée est déterminée par l'acte de désignation de l'opérateur, il pourrait être considéré que les gestionnaires de réseaux sont désignés pour une durée déterminée par les autorités organisatrices, conformément à la procédure prévue par le droit européen, c'est-à-dire une mise en concurrence. Cependant, cette mise en concurrence ne pourrait intervenir qu'entre les entités mentionnées à l'article L.111-52 du code de l'énergie, c'est-à-dire ERDF, une entreprise locale de distribution ou EDF (pour les zones non interconnectées).

Une telle interprétation des conséquences de l'article 24 pourrait être corroborée par diverses indications de l'article 3 de cette même

3. Cf. l'article L.111-52 du code de l'énergie : « Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont, dans leurs zones de desserte exclusives respectives :

1° La société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par Electricité de France en application de l'article L.111-57 ;

2° Les entreprises locales de distribution définies à l'article L.111-54 ou les entreprises locales de distribution issues de la séparation entre leurs activités de gestion de réseau public de distribution et leurs activités de production ou de fourniture, en application de l'article L.111-57 ou de l'article L.111-58 ;

3° Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité est, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, l'entreprise Electricité de France ainsi que la société mentionnée à l'article L.151-2. ».

directive 2009/72/CE, qui orientent nettement la procédure de désignation des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité vers une obligation de mise en concurrence préalable :

- ▶ le paragraphe 1 de l'article 3 indique que « Les États membres veillent à ce que les entreprises d'électricité soient exploitées conformément aux principes de la présente directive... *et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises* » ;
- ▶ les paragraphes 2 et 3 indiquent que « en tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 86 (aujourd'hui article 106 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne), les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public [...]. Ces obligations sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables et garantissent aux entreprises d'électricité de la Communauté un égal accès aux consommateurs nationaux. [...] Les États membres peuvent imposer aux entreprises de distribution l'obligation de raccorder les clients à leurs réseaux... ». Or, le paragraphe 6 précise que « lorsqu'une compensation financière, d'autres formes de compensation *ou des droits exclusifs offerts par un État membre pour l'accomplissement des obligations visées aux paragraphes 2 et 3 sont octroyés, c'est d'une manière non discriminatoire et transparente* ».

L'obligation faite aux États par la directive sectorielle de procéder pour l'octroi des droits exclusifs aux entreprises de distribution électrique (article 3) d'une manière non discriminatoire et transparente a des chances sérieuses d'être interprétée comme renvoyant à une obligation de mise en concurrence préalable.

Pour la distribution de gaz, l'article 4 de la directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 prévoit que les autorisations délivrées, notamment sous la forme de concessions, à des entreprises pour la construction et l'exploitation d'installations *doivent être établies sur la base de critères objectifs et non discriminatoires, lesquels sont rendus publics*. Cette disposition a d'ores et déjà été étayée en France une décision de juridiction administrative. Le 15 novembre 2005, le tribunal administratif de Caen a ainsi annulé un contrat conclu directement par une commune avec

Gaz de France pour la distribution de gaz naturel sur son territoire. Le juge a invoqué le motif de la non-conformité de cette procédure par rapport aux règles de mise en concurrence prévues⁴. Certes, il s'agissait d'une commune non encore desservie en gaz, pour lequel la loi française elle-même prévoit depuis 1998 l'application du droit commun des délégations de service public. Mais il est permis de se demander si cette obligation de procédure non discriminatoire ne pourrait pas être opposée au renouvellement d'une concession de distribution de gaz naturel dans une commune déjà desservie en 1998.

Développer la desserte du territoire en gaz

La distribution de gaz se développe avec des contrats de concession visant aussi bien le gaz naturel que le gaz propane. En Saône-et-Loire, le Syndicat départemental d'énergie (SYDESL) exerce la compétence gaz pour plus de 120 communes. En 2010, il a lancé un schéma directeur pour étudier le potentiel de développement du gaz sur l'ensemble des communes du département et récemment attribué un contrat de délégation de service public en gaz propane. Dans l'Eure, le Syndicat intercommunal de l'électricité et du gaz (SIEGE) gère les concessions gaz de quelque 180 communes, avec des contrats attribués à GRDF mais aussi à Totalgaz, Antargaz et Gédia, Société d'économie mixte locale (SEML). À Schweighouse-Thann, le Syndicat départemental d'électricité et du gaz du Haut-Rhin a attribué en concession le premier réseau de distribution de gaz naturel exploité par un opérateur privé, en profitant de la proximité du réseau de distribution exploité par GRDF.

On peut retenir de ces différents éléments que le droit sectoriel de l'électricité et du gaz contient plusieurs dispositions de nature à imposer une procédure de mise en concurrence pour la désignation des GRD.

4. Le Jugement « Préfet de l'Orne » (n° 0500196) s'appuie sur le droit commun applicable aux délégations de service public et à l'article L.2234-31 du CGCT, qui permet aux communes non desservies de faire appel à l'opérateur agréé de leur choix, d'autre part à l'article 4 de la directive européenne de 2003 susmentionnée, l'absence de mise en concurrence ayant été jugée comme contraire aux objectifs du marché intérieur.

Toutefois d'autres dispositions semblent autoriser un régime d'exception dérogatoire au droit de la concurrence.

Néanmoins, certaines dispositions des traités européens pourraient *a contrario* conduire à une atténuation de ces obligations éventuelles de mise en concurrence.

En matière gazière, l'article 47 de la directive 2009/73/CE indique ainsi que « *les mesures que les États membres peuvent prendre afin d'assurer des conditions de concurrence équitables (qui doivent être compatibles avec le traité et avec la législation européenne), sont proportionnées, non discriminatoires, et transparentes.* » Elles doivent être notifiées à la Commission européenne et approuvées par celle-ci.

Cette disposition semble susceptible d'autoriser certaines dérogations à la directive. Mais ses grandes précautions rédactionnelles rendent difficile d'en conclure qu'elle donnerait au monopole conféré en France aux gestionnaires de réseaux historiques de distribution de gaz une garantie de robustesse et de durabilité juridiques. Quant à l'article 49, intitulé « marchés émergents et isolés », il prévoit certes des possibilités de dérogation, mais en les limitant à une période ne pouvant excéder vingt ans à compter du moment où du gaz a été fourni pour la première fois par l'intermédiaire de l'infrastructure concernée. À l'évidence ce cas de figure ne correspond pas au renouvellement des contrats de concession incluant des communes desservies depuis de nombreuses décennies.

En matière électrique, les articles 51 et 52 du traité relatif au fonctionnement de l'Union européenne (ex. article 45 et 46 du traité CE) autorisent des exceptions à l'application des dispositions relatives à la liberté d'établissement et à la libre prestation de services. Le premier vise des activités participant, même à titre occasionnel, à l'exercice de l'autorité publique, le second évoquant des exceptions justifiées par des considérations d'ordre public, de sécurité publique ou de santé publique.

« Un projet de directive sur les concessions de service est désormais en cours d'élaboration. »

Par ailleurs, ainsi que cela a été signalé ci-dessus, la directive 2009/72/CE impose certaines obligations de service public aux entreprises du secteur de l'électricité susceptibles de leur ouvrir droit aux dérogations aux règles de concurrence par renvoi à l'article 106 du traité relatif au fonctionnement de l'Union européenne. Cet article 106 a d'ailleurs été interprété en ce sens par la Cour de Justice.

2. Le droit européen des concessions

La question de la légalité des dispositions qui attribuent à ERDF un monopole pour la distribution d'électricité, doit également être examinée au regard des dispositions du droit européen applicables aux concessions.

Actuellement, il n'existe encore aucune directive publiée sur les concessions. La Commission européenne a rappelé, dans une communication interprétative publiée en avril 2000, que les concessions se distinguent des marchés publics par le transfert de responsabilité qu'elles impliquent, et par l'octroi au concessionnaire du droit d'exploiter l'ouvrage réalisé, en se rémunérant directement par le tarif payé par les usagers (de l'ouvrage ou du service). En fait, il n'existe aucune règle spécifique applicable aux concessions de services, que ce soit dans la directive sur les marchés publics de travaux, de fourniture et de services, ou dans celle relative aux secteurs spéciaux (eau, énergie, télécommunications, transport), publiées en 2004.

3. Un projet de directive consacré aux contrats de concession

Cependant, un projet de directive sur les concessions de service est désormais en cours d'élaboration. Ce texte, en étendant le champ d'application concurrentiel aux concessions de distributions d'électricité pourrait bouleverser le paysage économique et juridique actuel. Il devrait être présenté officiellement en décembre 2011.

Ce projet correspond à l'une des 50 propositions présentées en octobre 2010 par la Commission européenne pour améliorer le fonctionnement du marché unique : « *La Commission adoptera en 2011 une initiative législative sur les concessions de services. Des règles claires et proportionnées permettront d'améliorer l'accès au marché pour les entreprises européennes, en garantissant la transparence, l'égalité de traitement et des règles du jeu identiques pour les opérateurs*

économiques. Elles encourageront les partenariats public-privé et développeront le potentiel d'un meilleur rapport qualité-prix pour les usagers des services et pour les collectivités contractantes. ». Le commentaire associé précisait que « les partenariats public-privé et en particulier les concessions de services permettent de mobiliser les investissements de long terme dans des secteurs tels que l'énergie, la gestion des déchets et les infrastructures de transport ».



PROJET DE DIRECTIVE EUROPÉENNE SUR LES CONCESSIONS DE SERVICE

Conséquences pour les concessions de service public de distribution et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

Premiers éléments d'analyse juridique

Cette analyse se base sur le projet de directive sur les concessions de service, modifiant les *directives 2004/18/CE* et *2004/17/CE*, transmis au gouvernement français en septembre 2011. Elle est donc indicative dans la mesure où le texte définitif n'a pas encore été présenté officiellement par la Commission européenne.

1. L'impact prévisible du projet de directive

La directive 2004/18 exclut *a priori* de son périmètre d'application le secteur de la distribution et de la fourniture d'électricité.

Concernant actuellement seulement les contrats de marchés, le périmètre d'application de la directive 2004/17 ne vise pas les concessions de distribution et de fourniture d'électricité.

Le projet de directive relative aux concessions élargit toutefois le périmètre d'application de ces deux directives aux concessions de services et, pour la directive 2004/17, aux concessions de travaux.

2. Mise en concurrence obligatoire ?

2.1. Plusieurs dispositions pourraient servir de base légale à une exonération de l'obligation de mise en concurrence de certaines concessions de distribution d'électricité

La directive 2004/17 prévoit que cette directive ne s'applique pas aux marchés passés par une entité adjudicatrice auprès d'une entreprise liée⁵ ou exerçant ou subissant « une influence dominante (...) du

5. Article 23. Il s'agit de toute entreprise « dont les comptes annuels sont consolidés avec ceux de l'entité adjudicatrice conformément aux exigences de la septième directive 83/349/CEE du Conseil du 13 juin 1983 fondée sur l'article 4, paragraphe 2, point g), du traité, concernant les comptes consolidés (27) (28), ou, dans le cas d'entités non soumises à cette directive, toute entreprise sur laquelle l'entité adjudicatrice peut exercer, directement ou indirectement, une influence dominante, au sens de l'article 2, paragraphe 1, point b), ou

fait de la propriété, de la participation financière ou des règles qui la régissent. » En ce qui concerne les marchés publics, il est posé comme condition que l'entreprise liée réalise au moins 80 % de son chiffre d'affaires avec l'entreprise à laquelle elle est liée.

Cette disposition serait étendue aux concessions par un nouvel article 59 D inséré dans la directive 2004/17 par le projet de directive modificative. Il en résulterait que les concessions de service public d'électricité passées par un pouvoir adjudicateur avec une « *entreprise liée* » exerçant plus de 80 % de son activité dans le cadre de cette concession seraient affranchies de l'application de la directive 2004/17. Cela pourrait donc s'appliquer à une concession passée par une collectivité actionnaire avec une SPL ou une SEML. En d'autres termes, de telles concessions ne seraient pas soumises au préalable d'une mise en concurrence, au motif qu'elles concernent des entreprises liées. Il en irait différemment d'ERDF ou EDF, qui ne sont pas des entreprises liées aux AOD.

Par ailleurs, dans sa rédaction actuelle, la directive 2004/17 aborde la question de l'exemption de mise en concurrence au motif de l'existence de droits exclusifs (article 25). La directive ne s'applique pas aux marchés de services attribués à une entité qui est elle-même un pouvoir adjudicateur ou à une association de pouvoirs adjudicateurs, sur la base de droits exclusifs dont ceux-ci bénéficient, à condition que ces dispositions soient compatibles avec le traité. Cependant, cet article n'exempte que les *marchés « attribués à un pouvoir adjudicateur »*. Cela concerne les régies non personnalisées des collectivités territoriales, mais pas ERDF, ni les EPIC, ni les SEML. En l'état, les marchés de services attribués à ERDF ou à une ELD (autre qu'une régie non personnalisée) ne pourraient donc échapper à l'application de la directive.

Le projet de directive étendant l'article 25 aux concessions, il en résulterait, par analogie avec les règles applicables aux marchés publics, que n'étant pas des pouvoirs adjudicateurs, EDF, ERDF, les régies

qui peut exercer une influence dominante sur l'entité adjudicatrice ou qui, comme l'entité adjudicatrice, est soumise à l'influence dominante d'une autre entreprise du fait de la propriété, de la participation financière ou des règles qui la régissent. »

personnalisées, les SEM, les SICAE et les SPL ne pourraient donc bénéficier de l'exemption de mise en concurrence sur la base de cet article.

Le projet étend également l'article 30 aux concessions. Il dispose que « *les marchés destinés à permettre la prestation d'une activité visée aux articles 3 à 7 ne sont pas soumis à la présente directive, si, dans l'État membre où l'activité est prestée, elle est directement exposée à la concurrence, sur des marchés dont l'accès n'est pas limité... Pour déterminer si une activité est directement exposée à la concurrence, il faut se fonder sur des critères qui soient conformes aux dispositions du traité en matière de concurrence tels que les caractéristiques des biens ou services concernés, l'existence de biens ou de services alternatifs, les prix et la présence, réelle ou potentielle, de plus d'un fournisseur des biens ou des services en question... L'entrée sur un marché sera considérée comme étant non limitée si l'État membre a mis en œuvre et a appliqué les dispositions de la législation communautaire mentionnée à l'annexe XI.* ».

En d'autres termes, les marchés ne sont pas soumis à la directive 2004/17 si leur objet ressortit à un secteur déjà tellement concurrentiel (ou présumé l'être en vertu d'une obligation européenne d'ouverture à la concurrence) que l'ajout d'obligations procédurales s'avérerait inutile. Parmi ces secteurs figure celui de l'électricité. Mais les références aux textes concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité laissent à penser que si la fourniture d'électricité est clairement soumise à une obligation européenne d'ouverture à la concurrence, le monopole légal actuellement accordé par la loi française aux gestionnaires de réseau exclura *a contrario* les concessions de distribution (au sens d'acheminement) du bénéfice de l'article 30.

Une autre disposition⁶ autorise une procédure sans mise en concurrence préalable, lorsque, en raison de sa spécificité technique, artistique, ou pour des raisons tenant à la protection des droits d'exclusivité, le marché ne peut être exécuté que par un opérateur économique déterminé. Pour soustraire les contrats de concession au droit de la concu-

6. Paragraphe 3 de l'article 40, dont le c.

rence, il faudrait cependant adjoindre la notion de concession à celle de marché, ce que le projet de texte ne prévoit pas actuellement.

Enfin, il semble prévu d'ajouter à la réglementation européenne en matière de concession le paragraphe suivant, susceptible de conforter le monopole légal d'ERDF et des autres sociétés concessionnaires (SICAE) ne bénéficiant d'aucune des exemptions précédemment citées :

« la présente directive ne s'applique pas aux contrats de concession qui font l'objet d'une législation spéciale portant sur la gestion d'infrastructure de réseau par des opérateurs désignés par les États membres, en conformité avec le droit de l'Union européenne, au moment de l'entrée en vigueur de la présente directive, et qui sont soumis à des sujétions réglementaires et au respect de tarifs d'utilisation fixés par une autorité administrative tierce au contrat, afin d'assurer l'égalité d'accès, la transparence et la bonne gestion de ce réseau »,

Pour la Commission une telle exonération serait cependant expressément conditionnée au fait que les contrats afférents à la distribution d'électricité aient bien la nature de contrats de concession, ce qui implique qu'il y ait une véritable prise de risque économique. Mais y aura-t-il prise de risque lorsque le concessionnaire est assuré de la couverture intégrale de toutes ses charges par le dispositif du TURPE ? Malgré une récente évolution de la jurisprudence européenne⁷ favorable à une interprétation extensive de la notion de risque, il n'est pas certain que tel soit le cas en matière d'acheminement électrique, car le tarif est calibré et ajusté par le régulateur pour garantir au gestionnaire de réseau la couverture complète de ses coûts.

D'autres faiblesses peuvent être pointées.

7. CJUE, affaire 274/09, 10 mars 2011 : lorsque la rémunération du prestataire provient exclusivement de tiers, le transfert par le pouvoir adjudicateur d'un risque d'exploitation « très limité » suffit pour que l'on puisse conclure à l'existence d'une concession de services. En effet, il est courant que certains secteurs d'activité, notamment les secteurs touchant à des activités publiques [...], fassent l'objet d'une réglementation pouvant avoir pour effet de limiter les risques encourus. Il doit notamment demeurer loisible aux pouvoirs adjudicateurs, agissant en toute bonne foi, d'assurer la fourniture de services au moyen d'une concession, s'ils estiment qu'il s'agit de la meilleure manière d'assurer le service public concerné, et cela même si le risque lié à l'exploitation est très limité.

- ▶ La condition *sine qua non* de l'exemption est « la conformité avec le droit de l'Union européenne » - ce qui ne semble pas le cas en France avec l'obligation de désigner les GRD pour une durée déterminée ;
- ▶ La référence quelque peu sibylline au « moment de l'entrée en vigueur de la présente directive » laisse penser que l'exonération de mise en concurrence ne concernerait que les contrats de concession en cours mais ni les renouvellements ni les nouveaux contrats ;
- ▶ Le projet rédactionnel mentionne la seule « gestion d'infrastructure de réseau », excluant de fait les services publics locaux de fourniture. Un découplage de l'acheminement et de la fourniture est donc à anticiper, avec éventuellement le maintien du monopole pour l'un, mais presque certainement la concurrence pour l'autre...

	Concession de gestion de réseau	Concession de fourniture
ERDF, EDF/SEI	Maintien du monopole sous condition de conformité avec le droit européen (voire limité aux contrats en cours), sinon mise en concurrence	<i>A priori</i> sans objet pour ERDF Art. 30 + 52D (si le marché de la fourniture s'ouvre à la concurrence dans les ZNI) ou mise en concurrence pour EDF SEI
EDF	<i>A priori</i> sans objet	Art. 30 + 59 D
Régies non personnalisées	Art. 23 + 59 D Art 25 + 59 D Clause générale de maintien du monopole (cf. ERDF)	Art. 23 + 59 D Art. 25 + 59 D Art. 30 + 59 D
Régies locales personnalisées	Art. 23 + 59 D Clause générale de maintien du monopole (cf. ERDF)	Art. 23 + 59 D Art. 30 + 59 D
SPL	Art. 23 + 59 D Clause générale de maintien du monopole (cf. ERDF)	Art 23 + 59 D Art. 30 + 59 D
SEML et sociétés sous influence dominante du pouvoir adjudicateur	Sous condition, art. 23 + 59 D Clause générale de maintien du monopole (cf. ERDF)	Sous conditions Art. 23 + 59 D Art. 30 + 59 D
SICAE et sociétés diverses hors influence dominante du pouvoir adjudicateur	Clause générale de maintien du monopole (cf. ERDF)	Art. 30 + 59 D

Hypothèses de situations possibles en fonction de la nature juridique du concessionnaire et de l'objet de la concession (acheminement ou fourniture).

2.2. De nouvelles obligations procédurales dans l'hypothèse où les exemptions prévues en matière de mise en concurrence se révéleraient inapplicables aux services publics de l'électricité

Dans le cas d'une obligation de mise en concurrence, la directive modificative soumettraient les concessions de service public d'électricité aux obligations de procédure suivantes

Durée

Le contrat de concession doit être limité dans le temps ; sa durée doit être justifiée au regard du besoin pour le concessionnaire de récupérer les investissements ou les coûts engagés pour la réalisation des travaux ou des services, conjointement à un retour raisonnable du capital investi.

Seuil

La valeur du contrat (sur la totalité de sa durée) doit être supérieure à 4 845 000 euros, ce qui correspond à la quasi-totalité des contrats de concession de distribution et de fourniture d'électricité.

Modalités pratiques

Un avis de publicité est requis. L'aptitude du soumissionnaire doit être réalisée dans des conditions transparentes et non discriminatoires. La sous-traitance est possible. L'attribution du contrat doit répondre à des principes de transparence, non discrimination, égalité de traitement. Il en va de même pour les éventuelles négociations. Les critères de sélection figurent dans les documents de consultation ou dans l'avis de publicité.

4. La jurisprudence au regard du Traité de l'Union Européenne

L'application directe du Traité : principes d'égalité de traitement et de non discrimination

En l'absence de directive spécifique, c'est actuellement principalement au regard des règles fondamentales du traité qu'il convient d'examiner le régime juridique applicable aux concessions.

Des arrêts importants rendus au début des années 1990 ont ainsi tout d'abord conduit la Cour de Justice à accepter le principe de dérogation au principe de concurrence, au bénéfice des entreprises chargées de services d'intérêt économique général.

Article 106 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne

1. Les États membres, en ce qui concerne les entreprises auxquelles ils accordent des droits spéciaux ou exclusifs, n'édicent ni ne maintiennent aucune mesure contraire aux règles des traités, notamment à celles prévues aux articles 18 et 101 à 109 inclus.
2. Les entreprises chargées de la gestion des services d'intérêt économique général ou présentant le caractère d'un monopole fiscal sont soumises aux règles des traités, notamment aux règles de concurrence, dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur a été impartie. Le développement des échanges ne doit pas être affecté dans une mesure contraire à l'intérêt de l'Union.
3. La Commission veille à l'application des dispositions de présent article et adresse, en tant que de besoin, les directives ou décisions appropriées aux États membres.

Dans l'arrêt « Corbeau » du 19 mai 1993, la Cour a ainsi jugé que les États membres peuvent conférer, à des entreprises qu'ils chargent de la gestion de services d'intérêt économique général, des droits exclusifs qui peuvent faire obstacle à l'application des règles du traité sur la concurrence. De telles restrictions doivent toutefois être justifiées comme nécessaires à l'accomplissement de la mission particulière qui a été impartie aux entreprises titulaires des droits exclusifs.

Cette jurisprudence a été appliquée aux droits exclusifs attribués à une entreprise régionale de distribution d'électricité des Pays-Bas⁸. A ainsi été admise la possibilité, pour cette entreprise, d'imposer aux distributeurs locaux qu'elle approvisionne en énergie électrique une clause d'exclusivité leur interdisant d'importer eux mêmes directement de l'électricité, « dans la mesure où cette restriction à la concurrence est nécessaire pour permettre à cette entreprise d'assurer sa mission d'intérêt général. »

Toutefois il est à noter que ces applications du Traité ne concernaient pas la procédure de sélection de l'entreprise bénéficiaire de droits exclusifs. Sur ce point, la jurisprudence de la Cour semble plutôt orientée vers l'opposabilité du droit commun de la concurrence aux procédures d'attribution de concessions.

Ainsi, plusieurs décisions de la Cour de justice des communautés européennes (CJCE) ont rappelé que le contrat doit être attribué en toute transparence, notamment afin de permettre aux candidats de présenter des offres concurrentes, dans le respect des principes de liberté d'établissement et d'égalité de traitement.

« Plusieurs décisions de la Cour de justice des communautés européennes (CJCE) ont rappelé que le contrat doit être attribué en toute transparence. »

En 2000, la CJCE a notamment jugé que, nonobstant le fait que les concessions de services soient actuellement exclues du champ d'application de la directive sur les marchés publics de services, les pouvoirs adjudicateurs et les entités adjudicatrices les concluant sont néanmoins tenus de respecter les règles fondamentales du traité en général et le principe de non-discrimination en raison de la nationalité en particulier⁹. Il en résulte une obligation de transparence permettant de s'assurer que le principe de non-discrimination est bien respecté. Pour cela, il importe de garantir un degré de publicité adéquat permettant une ouverture du marché des services à la concurrence ainsi que le contrôle de l'impartialité des procédures d'adjudication.

8. Arrêt Commune d'Almelo (27 avril 1994).

9. Arrêt du 7 décembre 2000, Telaustria et Telefonadress.

En 2005, l'arrêt Coname marque la nécessité de publicité, non assortie d'une obligation de mise en concurrence, mais « de nature à permettre qu'une entreprise située sur le territoire d'un État membre autre que celui de la République italienne puisse avoir accès aux informations adéquates relatives à ladite concession avant que celle-ci soit attribuée de sorte que, si cette entreprise l'avait souhaité, elle aurait été en mesure de manifester son intérêt pour obtenir cette concession. »¹⁰. Aucun jugement analogue n'a encore été rendu en matière d'attribution d'une concession de distribution d'électricité. Cependant, aucun jugement de la CJCE n'a non plus jusqu'à présent écarté l'application du droit de la concurrence dans ce domaine...

Il convient de verser également au dossier de l'opposabilité du droit « primaire » (i.e. issu des traités) de la concurrence au secteur de l'électricité, une récente et très intéressante prise de position de la Commission européenne¹¹. Elle estime que « le fait pour des entreprises privées et des pouvoirs publics de coopérer dans le cadre d'un partenariat public-privé n'altère pas l'obligation pour les autorités publiques de se conformer aux règles communautaires de passation des marchés ou concessions. [...] S'il s'agit d'une concession de services ou d'un marché non visé par les directives, l'autorité contractante doit respecter le droit primaire, en l'occurrence le principe de non-discrimination, et garantir un degré minimum de transparence avec une publicité adéquate ». La circonstance que cette réponse soit donnée à une question relative à une concession de distribution d'électricité lui confère bien évidemment un intérêt tout particulier.

Enfin, on évoquera l'arrêt Betfair du 3 juin 2010 de la CJUE, qui conduit celle-ci à juger que le principe d'égalité de traitement et l'obligation de transparence qui en découle sont applicables aux procédures d'octroi et de renouvellement d'agrément au profit d'un opérateur intervenant

10. Arrêt Coname du 21 juillet 2005, qui concerne la distribution de gaz. La CJCE y relève qu'« en l'absence d'une telle réglementation [sectorielle], c'est à la lumière du droit primaire et, plus particulièrement, des libertés fondamentales prévues par le traité que doivent être examinées les conséquences du droit communautaire relatives à l'attribution de telles concessions ».

11. Réponse P-0812/10 du 24 mars 2010 à la question de Mme Heide Rühle sur la constitution d'une société d'économie mixte aux fins de l'obtention d'une concession pour l'exploitation d'un réseau d'électricité.

dans un domaine très réglementé (en l'espèce celui des jeux de hasard) sauf s'il s'agit d'un opérateur public dont la fonction est soumise à la surveillance directe de l'État ou d'un opérateur privé sur les activités duquel les pouvoirs publics sont en mesure d'exercer un contrôle étroit.

Il pourrait en être conclu que le critère du contrôle étroit de l'opérateur par l'autorité organisatrice est un élément nécessaire et peut-être suffisant pour écarter l'application du droit de la concurrence.

La jurisprudence communautaire et la délimitation du périmètre de la gestion interne dite encore « quasi-régie » ou « in house »

La jurisprudence de la Cour de Justice des Communautés européennes a permis de préciser la frontière entre la gestion par un tiers mais en « quasi-régie » (« in house ») et les autres cas de gestion externalisée.

Ces arrêts ont pu concerner des marchés publics de services (cf. notamment *Stadt Halle, 11 janvier 2005*), d'autres visant des concessions de services (*Coname, 21 juillet 2005, Parking Brixen, 13 octobre 2005*).

Cette jurisprudence a dégagé les critères à partir desquels l'attribution de la gestion d'un service public à une entité distincte de la collectivité organisatrice peut échapper à la mise en concurrence. Le principe général est que le pouvoir adjudicateur doit exercer sur son cocontractant un contrôle comparable à celui qu'il exerce sur ses propres services. Par ailleurs, le cocontractant du pouvoir adjudicateur doit réaliser l'essentiel de ses activités pour ce dernier. La jurisprudence de la CJCE a notamment précisé :

- ▶ qu'une participation privée au capital de l'opérateur exclut toute relation de quasi-régie et emporte donc l'obligation d'un appel préalable à la concurrence (cf. arrêts *Stadt Halle* et *Parking Brixen*) ;
- ▶ que la circonstance que le pouvoir adjudicateur détient, seul ou avec d'autres pouvoirs publics, la totalité du capital d'une société adjudicataire tend à indiquer, sans être décisive, que ce pouvoir adjudicateur exerce sur cette société un contrôle analogue à celui qu'il exerce sur ses propres services (CJCE, 11 mai 2006, *Carbotermo SpA*).

La Cour a par ailleurs précisé que l'obligation de mise en concurrence applicable dans le cas d'une société d'économie mixte peut être appliquée au moment de la sélection de l'associé privé pour la constitution de la société. Dans ce cas, il n'est pas nécessaire de mettre en œuvre une seconde procédure de mise en concurrence au moment de l'attribution de la concession à la SEM (CJCE, 15 octobre 2009, *Acoset SpA*).

b. La jurisprudence et la doctrine en France

1. La jurisprudence

La jurisprudence administrative en matière d'attribution des concessions de distribution d'électricité a été très peu fournie depuis le début des années 2000. On doit toutefois mentionner l'arrêt du Conseil d'État du 27 novembre 2002 (SICAE de la région de Péronne) dans lequel le juge administratif réaffirme que les dispositions de l'article 23 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz « font obstacle à ce qu'à l'occasion d'un changement dans le mode de gestion de la distribution d'électricité d'une commune [transformation de l'opérateur en SEML, régie ou service analogue], le périmètre géographique couvert par l'article 23 de la loi soit étendu », ce qui en pratique interdit de remettre en cause le monopole légal d'ERDF sur son territoire historique de 1946.

« La jurisprudence administrative en matière d'attribution des concessions de distribution d'électricité a été très peu fournie depuis le début des années 2000. »

Comme ce jugement ne fait aucune référence au droit européen, on ne peut avoir la certitude que la position du Conseil d'État serait semblable aujourd'hui.

Il n'est d'ailleurs pas exclu que le juge administratif français (voire la CJUE par renvoi préjudiciel) soit appelé à examiner prochainement cette question à l'occasion d'un des renouvellements de concession attendus au cours des toutes prochaines années (Communauté urbaine du Grand-Nancy en 2011, Ville de Lyon en 2013, Syndicat

intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire en 2014, Syndicats départementaux de la Mayenne et des Pyrénées-Orientales en 2015...).

Il convient en fin de signaler qu'en sa qualité de résident parisien, le directeur du Comité de liaison des énergies renouvelables (CLER) a déposé le 15 avril 2010 un recours pour excès de pouvoir contre la délibération du Conseil de Paris ayant décidé d'autoriser la signature d'un avenant prolongeant de quinze ans la concession à ERDF et EDF. Il invoque ici l'inégalité de traitement entre les communes qui peuvent faire exploiter leur réseau par un distributeur public local (cf. Grenoble, Metz, Strasbourg...) et celles qui ont ERDF comme concessionnaire obligatoire (c'est le cas de Paris). Le recours vise aussi le fait que constituant en réalité un nouveau contrat, cet « avenant » aurait dû faire l'objet d'un appel à la concurrence préalable.

2. La doctrine

I Les documents de base remis à l'AMF par EDF

Dans les documents de base remis à l'Autorité des marchés financiers en vue de l'ouverture d'une partie du capital d'EDF, l'ouverture à la concurrence des concessions locales de distribution d'électricité est présentée à la fois comme une éventualité et comme un risque.

« Dans les documents remis à l'AMF en vue de l'ouverture d'une partie du capital d'EDF, l'ouverture à la concurrence des concessions locales de distribution d'électricité est présentée à la fois comme une éventualité et comme un risque. »

Le document d'EDF indique qu'il « résulte de la loi du 8 avril 1946 et de la loi du 10 février 2000 que seule EDF peut être désignée comme GRD par les collectivités, à l'exception des réseaux exploités par les entreprises locales de distribution. Ainsi, lors du renouvellement du contrat de concession, EDF ne peut pas être mise en concurrence avec d'autres acteurs. Mais le groupe ne peut garantir qu'une modification législative modifiant les dispositions ne sera jamais adoptée. »

Les indications données à l'occasion du changement de statut d'EDF

Une disposition a été adoptée dans le cadre de la loi du 9 août 2004, mettant fin à la possibilité pour EDF de constituer des provisions pour le renouvellement des ouvrages de distribution publique d'électricité concédés, dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession. Plusieurs déclarations ont justifié l'adoption de cette disposition.

- Jean-Claude Lenoir, rapporteur du projet de loi, expliquait ce changement par la possibilité qu'EDF ne soit plus, à l'avenir, gestionnaire de ces contrats¹².
- Des observations faites par la Cour des comptes, dans son rapport sur « les spécificités d'EDF et leur traduction comptable », abondent en ce sens. Si EDF a obtenu le droit d'appliquer des règles comptables dérogeant au droit commun, c'est en raison du caractère permanent de sa situation de concessionnaire. Or les changements de méthodes comptables, notamment en ce qui concerne le régime des provisions constituées pour le renouvellement des réseaux de distribution d'électricité, et plus largement l'alignement de ces méthodes sur les normes comptables internationales IAS /IFRS, préfigurent

12. « La reconduction quasiment systématique d'EDF en tant que gestionnaire du réseau de distribution d'électricité de certaines autorités concédantes conduisait parfois à ce que l'établissement public soit assujéti, par les contrats de concession, à l'obligation de réaliser des provisions pour renouvellement des ouvrages constituant ce réseau, y compris lorsque leur échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. Cette pratique, qui pouvait être acceptée lorsque l'établissement public EDF était presque assuré de bénéficier du renouvellement du contrat de concession, ne saurait perdurer dans le cadre de l'ouverture à la concurrence de la distribution de l'électricité, et du changement de statut d'EDF, tant pour cette future société de droit privé, dont on ne saurait comprendre qu'elle constituât des provisions pour le renouvellement d'un ouvrage dont elle n'assurera peut-être pas la gestion, que pour ses éventuels concurrents, pour lesquels ces provisions constituent de fait une entrave à leur possibilité de se porter candidats pour la gestion de ces réseaux de distribution d'électricité ». Dans un autre passage du même rapport, il poursuit en déclarant que cette disposition « a pour objet de favoriser l'accès des tiers aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz, en permettant à l'autorité concédante d'avoir pleine connaissance des données financières relatives aux ouvrages qu'elle concède. Elle peut de ce fait, si elle le souhaite, procéder à un appel d'offre pour changer de concessionnaire en rendant publiques les données qui permettront à l'éventuel repreneur de la concession de prendre en compte l'ensemble des coûts liés à l'exploitation ».

« Je ne crains pas la concurrence ; je suis certain que l'entreprise EDF est en mesure de prouver qu'elle est la meilleure dans son domaine. »

- ▶ selon elle une évolution de la situation de la société EDF en tant que concessionnaire obligé des collectivités territoriales.
- ▶ Dans leurs réponses adressées à la Cour, le ministre de l'Economie et le président d'EDF ont contesté ces points de vue. Ils ont estimé au contraire que, nonobstant l'ouverture progressive de ce secteur à la concurrence et la transformation du statut de l'opérateur historique en société de droit privé, le rôle d'EDF comme concessionnaire permanent pour le développement et l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité n'est en rien remis en cause. Sur le fond, cette position part du principe selon lequel le processus d'ouverture à la concurrence n'impacte que les activités de production et de fourniture. À l'inverse, l'acheminement des électrons à partir des réseaux de transport et de distribution constitue un monopole naturel.
- ▶ Enfin, sur un plan plus politique, les récentes déclarations de l'actuel PDG d'EDF, Henri Proglio, ne peuvent qu'être considérées avec beaucoup d'attention : lors de son audition du 31 mars 2010 par le Conseil d'administration de la FNCCR, Henri Proglio a indiqué que *« la loi ne prévoit pas la mise en concurrence des concessions, mais je suis disposé à en discuter avec vous. Il s'agirait de la meilleure preuve de notre efficacité et de la qualité de nos services. Toutefois, il faut que les parlementaires fassent évoluer le système législatif et comptable, qui n'est actuellement pas conçu pour cela. De plus, il faudra veiller à maintenir les principes de solidarité nationale et de péréquation. L'ouverture des concessions de distribution supposera donc une modification en profondeur des règles... [...] Je ne crains pas la concurrence ; je suis certain que l'entreprise EDF est en mesure de prouver qu'elle est la meilleure dans son domaine. »*

Aujourd'hui, aucune disposition du droit positif ne permet de conclure encore clairement. Faut-il soumettre l'attribution ou la réattribution de concessions à ERDF à une obligation de mise en concurrence préalable ? Une grande prudence juridique s'impose, en dépit de la fragilité croissante du monopole légal.

- ▶ Diverses dispositions de la directive 2009/72/CE renvoient avec insistance à l'obligation de respecter les principes de transparence et de non discrimination pour la désignation des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ainsi que des fournisseurs d'électricité aux tarifs réglementés de vente ;
- ▶ Le projet de directive européenne sur les concessions n'exclura pas *a priori* l'énergie de son champ d'application ; ses dispositions demeurent ambivalentes ;
- ▶ Les contrats de concessions passés avec ERDF ne remplissent pas les conditions pour une qualification de contrats de quasi-régie (« in house ») ;
- ▶ En matière gazière, la jurisprudence de la CJCE a reconnu l'opposabilité du droit de la concurrence dans le domaine de la distribution publique de gaz naturel ;
- ▶ La Commission européenne s'est récemment prononcée en faveur de l'application du droit de la concurrence pour l'attribution à une SEML d'une concession de distribution d'électricité ;
- ▶ Les changements de méthodes et d'obligations comptables récemment appliqués à EDF/ERDF s'inscrivent dans la perspective d'une remise en concurrence au terme des contrats de concession actuels ;
- ▶ Plus généralement, les dirigeants d'EDF et d'ERDF évoquent de façon de plus en plus ouverte la perspective de l'ouverture à la concurrence des concessions de distribution d'électricité.



CHAPITRE 3

L'AVENIR DES SERVICES PUBLICS LOCAUX D'ÉLECTRICITÉ

LE MODÈLE DE 1946 DÉNATURÉ

I. Le modèle monopolistique en crise

La crise profonde du modèle français coïncide de manière frappante avec la révolution que constitue l'ouverture de la fourniture à la concurrence. Tout se passe comme si la migration forcée du système électrique français vers le marché avait dramatiquement dégradé le niveau de performance qui était celui du... monopole global.

En raison du poids souverain des directives européennes, un retour à l'ancien système est exclu. Le système est-il encore réformable sans remise en cause des fondamentaux ? Ne faut-il pas plutôt se préparer à aller jusqu'au bout des changements, éventuellement imposés par l'Union européenne, en acceptant un basculement de la distribution d'électricité vers le droit commun des services publics locaux ?

« Contre les abus de monopole, une adaptation de la gestion publique des réseaux de distribution au monde actuel est nécessaire »

Dans le cadre du modèle de 1946, le dispositif de régulation était dual, donc simple. Il confrontait deux catégories d'acteurs – les acteurs nationaux d'une part, les acteurs locaux de l'autre.

Dans les premiers, on trouvait l'État et EDF, avec son statut d'EPIC. La distinction entre l'acheminement et la fourniture n'existait pas. Il s'ensuivait la capacité à prendre des positions cohérentes intégrant l'ensemble des grands paramètres de réglage du système (niveau des investissements, couverture tarifaire...).

Les autres acteurs, les autorités concédantes, représentées par la FNCCR, parlaient elles aussi d'une seule voix. À la marge du système, les distributeurs non nationalisés bénéficiaient de la volonté consensuelle de garantir leur pérennité.

Sur la zone d'EDF, l'équilibre des concessions a ainsi résulté de négociations bilatérales entre l'État-EDF et les concédants-FNCCR en dépit du pouvoir juridique réduit des autorités concédantes.

À ce schéma dual, les mesures d'accompagnement induites par l'ouverture à la concurrence ont substitué une organisation multipolaire. Particulièrement complexe et soumise à des logiques d'intérêts

divergents, cette organisation semble bien loin d'avoir trouvé sa « main invisible ».

Car une logique d'éclatement tous azimuts est en cours :

- ▶ le ministère chargé de l'Énergie partage le pouvoir avec la CRE,
- ▶ EDF a échappé à la régulation directe de l'État en devenant une société commerciale cotée en bourse¹,
- ▶ EDF a dû créer deux filiales pour la gestion du réseau de transport (RTE) et des réseaux de distribution (ERDF),
- ▶ l'ouverture à la concurrence de la fourniture a fait entrer en lice de nouveaux opérateurs (GDF-Suez, Poweo, Direct Énergie, Enercoop...).

Fort heureusement, la catégorie des acteurs locaux demeure largement unitaire. Mieux : sa cohérence a été renforcée par l'encouragement législatif au regroupement des AOD. Et celles-ci étendent souvent leurs compétences à d'autres éléments importants des politiques énergétiques : distribution de gaz, efficacité énergétique, valorisation des énergies renouvelables, éclairage public...

Une SEM dédiée aux énergies renouvelables

Avec le Conseil général, les chambres consulaires de la Drôme et des banques, Énergie SDED, Syndicat départemental d'énergie de la Drôme a créé une société d'économie mixte de production d'énergie : Énergie Rhône Vallée. Cette SEM a pour objectif de développer les énergies renouvelables dans un département très privilégié tant pour le photovoltaïque, que pour l'hydroélectrique ou l'éolien, avec la présence du mistral. Elle a déjà en vue deux projets photovoltaïques et vise une prise de participation dans une société de méthanisation utilisant des combustibles d'origine agricole.

1. Les actionnaires privés et la cotation boursière sont devenus d'influents déterminants de la gouvernance de l'entreprise et, par voie de conséquence, de l'organisation et du fonctionnement du nouveau système. On observera à ce titre que GDF Suez vient de déposer un recours en Conseil d'État contre son principal actionnaire (36 % des parts), l'État, pour contester le « gel » des tarifs régulés de vente. Cela montre combien la logique d'intérêt général et celle des intérêts privés peut diverger.

Gaz : effet de volume et marchés publics

Pour aider les collectivités à maîtriser leur facture de gaz, le Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Ile-de-France a constitué un groupement de commandes. Plus de 240 personnes publiques y adhèrent, pour un volume de consommation annuelle d'environ un milliard de kilowattheures. En 2010, le groupement a obtenu des conditions tarifaires très intéressantes – environ 45 % moins cher que le tarif gazier réglementaire. En effet, un tel dispositif génère un effet volume qui permet d'attirer de nouveaux fournisseurs et de faire pleinement jouer la concurrence.

Cependant, elles doivent désormais négocier avec de nombreuses autres parties prenantes : le ministère chargé de l'Énergie, la CRE, EDF, ERDF, voire, pour certains dossiers, RTE et les fournisseurs nouveaux entrants. Des parties qui sont de plus en plus souvent en désaccord entre elles, conduisant à des dysfonctionnements ou à des blocages.

II. Exemple de dysfonctionnement : le TURPE

L'effondrement actuel du rapport qualité-prix de l'électricité dans l'acheminement en offre un bon exemple. La création d'une césure entre deux sphères de régulation qui fonctionnent chacune indépendamment de l'autre sans relation partenariale prévue par la loi a des effets pervers.

- ▶ C'est du côté des autorités concédantes que se traitent la contractualisation des relations concessives, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux, le contrôle du bon accomplissement des missions de service public,
- ▶ Mais c'est du côté de l'État et de la CRE qu'est déterminé le niveau des ressources tarifaires assurant le financement des charges d'investissement et d'exploitation des réseaux.

Schématiquement, la procédure d'élaboration du TURPE repose sur l'expression d'un besoin de financement par ERDF auprès de la CRE. Aux dires du concessionnaire, la décision de la CRE est toujours globalement inférieure à la somme des demandes formulées. Quant aux besoins exprimés par les autorités concédantes – qui jouent un rôle fondamental en tant que garantes du service rendu aux usagers et en tant que maîtres d'ouvrages de travaux –, ils sont purement et simplement ignorés par le mécanisme de couverture tarifaire de la CRE.

1. La CRE et ERDF : un jeu d'acteurs trop souvent nuisible à la relance des investissements et au rétablissement de la qualité de l'électricité

Le TURPE est actuellement conçu et calculé par la CRE pour couvrir les charges nettes du distributeur (couverture des pertes, impôts et taxes, exploitation du réseau), tout en finançant l'amortissement et la rémunération (au taux de 7,25 %) des capitaux investis.

Ce tarif n'est donc pas calibré pour assurer l'autofinancement ex ante d'un volume significatif d'investissements nets qui iraient au-delà du simple renouvellement du réseau. Seule une partie seulement de ces investissements est préfinançable – à condition de puiser dans la rémunération de 7,25 %. C'est ce que démontre le rapprochement entre le niveau de la rémunération de la base d'actif régulé (BAR, environ 2,2 milliards d'euros) et celui du résultat net. Depuis la création d'ERDF, il a oscillé entre + 300 millions et - 45 millions d'euros.

« Une partie des besoins d'investissements nets du concessionnaire n'est pas autofinancée dans le cadre du TURPE, ce qui devrait imposer en théorie un recours à l'emprunt »

Une partie de la rémunération de la BAR couvre des charges qui permettent en théorie au TURPE de préfinancer le renouvellement à l'identique du stock d'ouvrages. Il s'agit en particulier des dotations aux provisions pour renouvellement (0,6 milliard)² ajoutées aux dotations

2. Rappelons que conformément à l'article 10 du cahier des charges de concession, « en vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » et devant faire l'objet d'un renouvellement avant le terme normal de la concession, le

aux amortissements également couvertes par le tarif. Le solde de la différence entre rémunération de la BAR et résultat net semble pouvoir être rapproché du financement des concédants (qui concerne des travaux d'amélioration ou de développement). Il est déduit des charges en capital au moment de la mise en concession des ouvrages « affermés » (0,6 milliard), ainsi que des contributions de tiers aux raccordements qui viennent en déduction du TURPE (également 0,6 milliard).

En d'autres termes, la rémunération de la BAR sert à doter les provisions pour renouvellement et subit (à hauteur d'environ 1,2 milliard) des soustractions à proportion de la partie du financement de ceux des investissements nets qui bénéficient d'un autre financement (couverture tarifaire des redevances et du FACE, pour les concédants ; contributions de tiers, pour les raccordements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF) ; ce qui reste correspond peu ou prou au résultat net. Ce mécanisme appelle à ce stade deux observations :

- ▶ il ne garantit pas que la couverture tarifaire des redevances de concession et du FACE compensera bien la soustraction aux charges en capital des financements des concédants ;
- ▶ il n'assure le préfinancement que d'une partie des investissements de développement (partie des coûts de raccordements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF et des investissements de développement sous maîtrise d'ouvrage des concédants). Pour préfinancer des

concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. » Or, ainsi que la CRE l'a admis, cette obligation n'est absolument pas prise en considération dans le périmètre de couverture tarifaire du TURPE 3, bien que l'article 4 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 précise expressément que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution applicables aux utilisateurs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public ». Pourtant, les contrats de concession sont bien des « contrats de service public », au sens du deuxième alinéa de l'article L.2121-12 du code général des collectivités territoriales, qui distingue, au sein de la catégorie générale des « contrats de service public », d'une part les « marchés », d'autre part les autres contrats, parmi lesquels il faut ranger notamment les délégations de service public, les concessions de travaux publics et les contrats de partenariat. Que la CRE ait « oublié » la couverture tarifaire des dotations aux provisions pour renouvellement constitue à la fois une irrégularité juridique et une erreur manifeste d'appréciation du fonctionnement de l'économie concessionnaire.

investissements d'amélioration, notamment de sécurisation, ERDF n'a d'autre choix que de recourir à l'emprunt - ou à ses fonds propres. Or, ERDF a jusqu'à présent refusé toute option d'endettement.

2. Flexibilité relative du CRCP pour la couverture d'emprunts éventuels

Le TURPE 3 (2009-2013) repose sur un arbitrage relatif au niveau des charges à couvrir en début de période, assorti d'un mécanisme d'ajustement en cours de période : c'est le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Il enregistre les variations à la hausse ou à la baisse de diverses charges et de diverses recettes par rapport aux prévisions, le solde donnant lieu à régularisation tarifaire dès l'année suivante. Cette régularisation intervient toutefois dans la limite d'une variation globale du solde couvert de + ou - 2 %.

C'est en août 2010 que le mouvement tarifaire a mis en œuvre ce mécanisme pour la première fois. Avec le plafonnement à 2 %, 214 millions d'euros seulement ont été couverts, pour un solde actualisé de 466,2 millions fin 2009. Cela suppose de reporter la couverture tarifaire du solde sur le prochain mouvement du TURPE ou les suivants. Avec la quasi-certitude de nombreux reports successifs.

« ERDF pourrait récuser la logique de l'emprunt qui ne correspond pas à la stratégie... de sa maison-mère. »

Le plafond de variation de 2 % se composant d'une période sur l'autre, il autorise toutefois, entre le début de la période tarifaire et la fin de celle-ci (soit sur trois ans) une augmentation globale de + 6,12 %. Sur la base de 2010 (214 millions), ce sont donc environ 435 millions d'euros qui pourraient être ajoutés en 2011 et 670 l'année suivante. Même si cette tolérance tarifaire est bornée, on voit qu'elle autorise une réelle marge de manœuvre (de l'ordre de 1,1 milliard d'euros de produit tarifaire en plus sur les deux années 2011-2012). Elle pourrait donc être utilisée à rembourser les premières annuités d'un emprunt finançant un programme exceptionnel de sécurisation si celui-ci était engagé à compter de 2011. Cela reviendrait toutefois à refouler la question du solde du financement des réseaux vers des horizons incertains, au-delà

de la période tarifaire. ERDF pourrait alors récuser cette logique de l'emprunt qui ne correspond pas à la stratégie... de sa maison-mère.

3. La stratégie d'EDF : réserver l'emprunt aux activités dérégulées (et à RTE)

« Pas plus qu'aucune entreprise, ERDF ne peut investir plus qu'elle ne gagne ». Et Michèle Bellon, présidente d'ERDF, en chiffrant son propos³ : « En 2009, un cash flow de 2,5 Mds € pour un investissement de 2,7 Mds € », d'indiquer que le plafond était atteint. Une telle approche n'est pas cohérente avec la construction tarifaire de la CRE. Le TURPE n'a pas été construit pour procurer à ERDF de quoi autofinancer la totalité de ses investissements : il suppose, consubstantiellement, le recours à l'emprunt. La limitation par ERDF des investissements à hauteur des liquidités issues du TURPE est donc contradictoire – sans signifier pour autant que sa capacité d'emprunt soit illimitée⁴.

Comme tout concessionnaire, ERDF a une capacité d'emprunt, limitée mais réelle.

«<< Aucun concessionnaire d'eau, d'assainissement, de transports, n'est de droit propriétaire des installations qu'il gère mais tous ou presque empruntent ! >>>

Pourquoi exclure ainsi l'option du recours à l'emprunt ? Il convient d'abord de réfuter fermement un argument couramment avancé par ERDF : « Nul prêteur ne consentira à financer des immobilisations dont la société n'est pas propriétaire ». C'est faux : aucun concessionnaire d'eau, d'assainissement, de transports, n'est de droit propriétaire des installations qu'il gère mais tous ou presque empruntent ! Comment y parviennent-ils ? Au vu de la valeur économique des dites installations, c'est-à-dire du potentiel de création de trésorerie qu'elles recèlent. ERDF dispose non seulement de ce potentiel de trésorerie

3. Audition devant la Commission des affaires économiques du Sénat (juin 2010).

4. Notons incidemment qu'en vertu de ce principe, ERDF ne parviendra pas à réaliser en quatre ans les 12 Mds € d'investissements correspondant à la trajectoire indicative de « redressement ciblé de la qualité » figurant dans TURPE 3.



mais aussi d'indemnisations de fin de contrat éminemment favorables (valeur nette comptable + intérêts de portage capitalisés depuis la date d'investissement)

L'argument de propriété apparaît donc éminemment spécieux, soutenu par une motivation transparente : « *donnez-nous la propriété des réseaux et nous investirons* »...

Pourquoi donc ERDF répugne-t-elle à investir et à emprunter ? La réponse réside en grande part dans la stratégie du groupe EDF :

- ▶ *EDF est un groupe relativement endetté* : 24 Mds € nets fin 2008, 42 Mds € nets fin 2009 après les acquisitions américaine et britannique, 29,2 milliards au 30 juin 2011 ;
- ▶ Cet endettement est un motif de vive préoccupation pour les investisseurs, donc pour EDF elle-même, très attentive à sa notation financière (entre A+ et Aa3 selon les agences) ;
- ▶ *Les investisseurs n'ont que faire de la situation financière de la société EDF stricto sensu. Ils adoptent une approche consolidée, englobant l'ensemble des entités sous contrôle étroit*, susceptibles de devenir financièrement solidaires en cas de difficulté (ou, à l'inverse, d'affecter la solidité de la maison-mère). ERDF en fait partie sans la moindre ambiguïté. Ne serait-ce que dans la mesure où c'est EDF qui décide de la politique de dividendes - un pouvoir en vertu duquel l'étanchéité entre régulé et non régulé n'a plus de sens ;
- ▶ *Au sein du groupe EDF, ERDF présente une situation financière extrêmement saine* :
 - une dette négligeable ;
 - ERDF représente 28 % à elle-seule des flux de trésorerie d'exploitation du groupe, quand elle ne pèse « que » 13 % du chiffre d'affaires (données 2008).

ERDF joue donc un rôle crucial au sein du groupe EDF, celui de bonificateur de ratios d'endettement, une sorte de gage vis-à-vis des investisseurs... Sans ERDF et les liquidités qu'elle génère, l'endettement du groupe paraîtrait beaucoup plus lourd. Faire emprunter ERDF contrarierait cette stratégie.

Par ailleurs l'État, directement intéressé à la rentabilité du groupe EDF, ne peut manquer d'orienter sa stratégie dans le sens de ses intérêts.

« ERDF joue un rôle crucial au sein du groupe EDF, celui de bonificateur de ratios d'endettement, une sorte de gage vis-à-vis des investisseurs... »

Outre 2 Mds € de dividendes annuels (dont une partie issue d'ERDF), l'État encaisse chaque année quelques centaines de M€ d'impôts. Il ne faut pas sous-estimer sa motivation à ce qu'EDF demeure un groupe très rentable, a fortiori dans un contexte budgétaire tendu, y compris si c'est au détriment des collectivités territoriales, et/ou au prix d'une baisse de la qualité ou d'une augmentation des tarifs.

ERDF représente 13 % du chiffre d'affaires mais 28 % des flux de trésorerie d'exploitation du groupe EDF.

Le jeu d'acteurs de la CRE et d'ERDF semble conçu pour que le besoin consubstantiel d'endettement généré par la construction tarifaire de la CRE soit réfuté par ERDF, permettant au final un rationnement des investissements sur les réseaux de distribution. Cela satisfait à la fois :

- l'orientation profonde de la CRE en faveur d'une limitation drastique des coûts de distribution pour dissimuler l'inanité du credo : ouverture à la concurrence = baisse du prix payé par l'utilisateur français ;
- l'orientation profonde du groupe EDF en faveur des investissements sur les actifs qui lui appartiennent en toute propriété (centrales de production, réseau de transport).

4. La suppression de la réfaction tarifaire pour les producteurs : un encouragement à la désoptimisation

Bien que le TURPE comprenne « *une partie des coûts de raccordement à ces réseaux* » (article L341-2 du code de l'énergie) », la loi NOME a exclu les producteurs du bénéfice de cette disposition. Ils sont privés de la réfaction tarifaire de 40 % appliquée précédemment. Cette nouvelle disposition a été motivée par la volonté de ne pas augmenter

exagérément le tarif - supporté par les seuls consommateurs, dans la perspective du développement des énergies renouvelables (objectif de 23 % de la production d'électricité en 2020).

Le constat : une duplication inopportune des réseaux

La suppression de la réfaction aurait dû conduire à une augmentation de 67 % du coût moyen de raccordement. Etrangement, le renchérissement s'avère beaucoup plus important pour les installations raccordées. Pour les installations photovoltaïques, le coût moyen a quasiment quadruplé entre 2008 et 2011 ! Comme les matériels et les prix des travaux d'installation sont en forte décroissance depuis trois ans, la raison de l'augmentation est à chercher ailleurs. Elle tient au sens profond de la suppression de la réfaction : la discrimination entre deux catégories d'utilisateurs des réseaux publics d'électricité, à savoir les consommateurs d'une part et les producteurs d'autre part. Poussée jusqu'au bout de sa logique, cette discrimination a en effet sans doute conduit ERDF à définir de nouvelles règles de développement des réseaux créant des redondances d'ouvrages coûteuses pour les utilisateurs des réseaux de distribution.

Les propositions techniques et financières (PTF) transmises depuis quelques mois montrent que ces nouvelles règles de développement des réseaux de distribution⁵ tendent à réserver les capacités d'accueil aux consommateurs. Les installations de production sont elles raccordées préférentiellement au poste source HTB/HTA le plus proche pour les puissances supérieures à 250 kVA et au poste de transformation HTA/BT le plus proche pour celles qui sont inférieures ou égales à 250 kVA, au lieu d'un raccordement au plus court éventuellement accompagné d'un renforcement du réseau, souvent moins coûteux. En pratique, cela conduit à superposer deux réseaux sur les territoires.

5. Le réseau de transport n'est pas concerné par les présentes réflexions car il est, comme son nom l'indique, principalement destiné au transit de l'énergie électrique sur de grandes distances, depuis les grosses centrales de production vers les lieux de consommation. Les consommateurs n'y sont raccordés que s'ils ne peuvent l'être sur les réseaux de distribution, à cause des contraintes techniques propres aux « électro-intensifs ». Enfin, la politique de développement du réseau de transport a toujours privilégié le raccordement des utilisateurs, qu'ils soient consommateurs ou producteurs, au poste de transformation existant ou à créer compte tenu des contraintes imposées par les nécessités de la gestion des transits.

Les nouvelles règles de financement des raccordements aux réseaux de distribution conduisent à superposer inutilement des lignes électriques sur les mêmes territoires...

Encourager la mutualisation des infrastructures

À l'heure du « smart grid », cette approche semble archaïque. Outre qu'elle n'optimise pas le fonctionnement des réseaux, elle génère des frais non indispensables de duplication des infrastructures et retarde la date à laquelle les énergies alternatives atteindront la « parité réseau »⁶ - l'objectif des aides publiques qui leur sont accordées étant au contraire d'y accéder le plus vite possible.

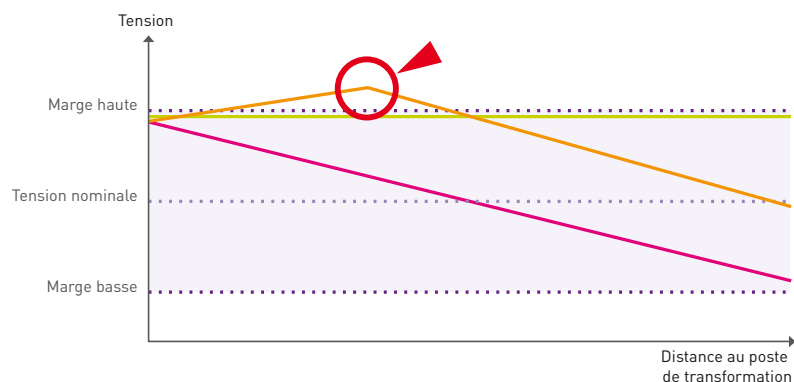
Certes, le financement du raccordement de la production distribuée pose de réelles difficultés. Mais une autre solution est possible. Il s'agirait d'aborder le prix de l'électricité en régulant conjointement le TURPE et la CSPE. Car reporter sur la production une part des coûts précédemment supportés par le TURPE conduira à augmenter l'aide publique incarnée par la CSPE. Ce report n'aura pour conséquence que d'augmenter la facture globale du mix énergétique.

Mieux vaudrait réellement mutualiser les infrastructures nécessaires. Pour cela, la plage de tension de fonctionnement serait partagée, en allouant la partie haute aux producteurs et la partie basse aux consommateurs. L'élargissement de la plage de tension de fonctionnement assignée aux réseaux, dont la largeur passe de 16 % à 20 %⁷, pourrait être mis à profit pour réserver la plage supplémentaire de 4 % à l'accueil de l'électricité injectée tout en conservant la plage antérieure de 16 % aux consommateurs.

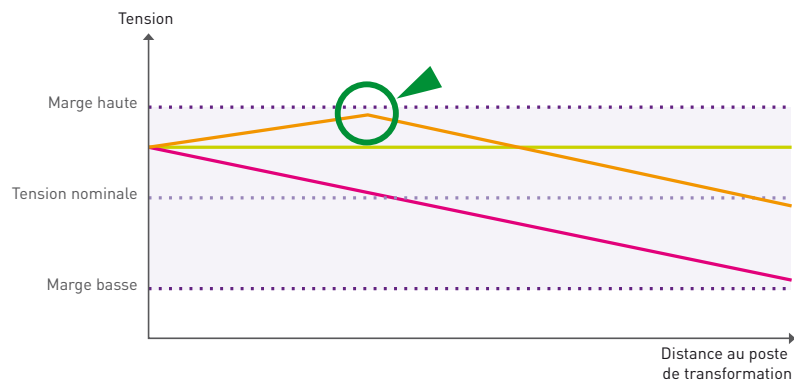
6. La parité réseau désigne la situation économique où le coût de production de ces énergies devient comparable, vu du consommateur, à celui des sources traditionnelles.

7. Article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

IMPACT D'UNE INJECTION SUR UN RÉSEAU BT



GRAPHIQUE 1 Pratique actuelle qui conduit à créer un départ dédié à l'injection.



GRAPHIQUE 2 Partage de la plage de tension.

- Consommation minimum
- Consommation maximum
- Effet injection

Impact d'une injection sur un réseau BT : le graphique 1 correspond à la pratique actuelle qui conduit à créer un départ dédié à l'injection, le graphique 2 au partage de la plage de tension.

Cette coexistence devrait nécessairement passer par un meilleur partage des coûts de ces réseaux, d'une part en assujettissant les producteurs à un TURPE qui leur soit adapté et d'autre part en appliquant une réfaction sur le coût de leur raccordement, réfaction dont le taux pourrait être différent de celui applicable aux consommateurs (par exemple 50 % pour les consommateurs et 30 % pour les producteurs).

5. Sous-rémunération tarifaire des investissements des autorités concédantes

La mécanique du TURPE 3 prévoit trois modes différents de couverture tarifaire du retour sur les investissements de distribution :

- ▶ la couverture tarifaire de charges de capital constituées d'une rémunération de 7,25 % de la valeur nette comptable et de dotations aux amortissements ;
- ▶ la couverture tarifaire des redevances de concession et flux assimilés ;
- ▶ la couverture tarifaire des contributions des GRD au FACE.

Leurs modalités de mise en œuvre conduisent globalement à une sous-rémunération moyenne des investissements réalisés par les autorités concédantes. En cas de généralisation de l'affermage dans laquelle la totalité des travaux de développement et d'amélioration du réseau seraient réalisés par les concédants, y compris dans les zones urbaines, cela poserait un réel problème de principe.

« La couverture tarifaire pénalise les investissements affermés et n'est que partiellement compensée par la couverture des redevances de concession et contributions au FACE. »

Les travaux réalisés sur les réseaux de distribution d'électricité incrémentent une base d'actif régulée (BAR), servant d'assiette aux charges en capital faisant l'objet chaque année d'une couverture tarifaire.

- ▶ Pour ce qui concerne les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage d'ERDF, ces charges en capital comprennent la dotation aux amortissements, ainsi qu'une rémunération annuelle de 7,25 % de la valeur nette comptable.

- Pour les travaux réalisés (hors FACE) par les autorités concédantes et remis ensuite au concessionnaire pour exploitation, leur valeur entre dans la BAR et sert donc également d'assiette au calcul de dotations aux amortissements et de la rémunération annuelle de 7,25 %. Toutefois, au titre de l'exercice de mise en service, la valeur même de ces ouvrages est soustraite des charges en capital ainsi calculées.

Selon la CRE, du point de vue du concessionnaire, la rémunération doit être la même qu'il s'agisse d'un ouvrage concessif ou d'un ouvrage affermé⁸. Cette approche ne prend pas en compte le fait que le concédant lui-même a consenti à un débours pour financer la construction de l'ouvrage. La construction tarifaire de la CRE conduit donc à surajouter à ce débours initial du concédant la soustraction aux charges en capital d'une valeur équivalente à celle de l'ouvrage.

- *En d'autres termes, la construction tarifaire élaborée par la CRE génère pour un ouvrage valant 100 et dont la durée de vie est de 40 ans une couverture tarifaire de charges de capital égales à $(7,25 \times 20^9) + 100$, soit 245, lorsqu'il est mis en concession après débours du concessionnaire, et égales à $(7,25 \times 20) + 100 - 100$, soit seulement 145, lorsqu'il est mis en concession après débours du concédant.*

Pour avoir une vue plus précise du périmètre de couverture tarifaire des investissements affermés, il faut toutefois également tenir compte de la couverture tarifaire des redevances de concession liées aux investissements réalisés, ainsi que de celle des contributions au FACE.

- Sur la base d'un taux actuel de redevance de 40 %, un ouvrage affermé hors programme FACE valant 100 génèrera un flux de redevances (adossées au TURPE) de 40 ;
- Sur la base du taux de subvention du FACE de 65 % du TTC, soit 77,7 % du hors taxes, un ouvrage affermé valant 100 sera associé à un flux de subvention du FACE de 77,7, auquel il convient d'ajouter

8. Dans le premier cas : débours du concessionnaire pour faire construire l'ouvrage, puis rémunération de 7,25 % et couverture tarifaire de la dotation aux amortissements, dans le second : soustraction aux charges en capital de la valeur de l'ouvrage remis par le concédant au concessionnaire, puis rémunération à 7,25 % et couverture tarifaire de la dotation aux amortissements.
9. La rémunération étant applicable à la VNC, on fait ici l'hypothèse d'un amortissement linéaire : 7,25 % sur la VNC pendant 40 ans est équivalent à 7,25 % sur la valeur historique pendant 20 ans.

40 % du solde restant à la charge du concédant, soit 40 % de 22,3, c'est-à-dire 8,9, soit au total un flux de $77,7 + 8,9 = 86,6$.

- Si l'on admet que les programmes hors FACE et les programmes FACE sont de montants à peu près équivalents, le taux global pondéré de couverture tarifaire des ouvrages affermés sera alors égal à $145 + (40 + 86,6)/2 = 208,3$, alors que la rémunération globale du concessionnaire maître d'ouvrage atteint 245.

De ces calculs, il ressort que le périmètre de couverture tarifaire des investissements affermés est inférieur d'environ 15 % à celui des investissements concessifs.

« Le périmètre de couverture tarifaire des investissements affermés est inférieur d'environ 15 % à celui des investissements concessifs. »

La couverture tarifaire des ouvrages par le TURPE est largement défavorable aux collectivités.

En milieu rural, il est possible d'admettre que la taxe sur l'électricité perçue par les AOD sur le territoire des communes de moins de 2000 habitants comble cet écart. Mais il en va très différemment de leurs investissements dans les zones urbaines. Pour quelle raison devraient-ils générer moins de produit tarifaire que ceux d'ERDF ? En réalité si l'affermage devait s'étendre, y compris en urbain, l'écart entre les deux niveaux de couverture tarifaire augmenterait, sauf à modifier de manière radicale la façon dont le système de tarification élaboré par la CRE finance les investissements des autorités organisatrices.

Contrôler la taxe sur l'électricité

Dans le Var, le Syndicat mixte départemental d'électricité contrôle la liquidation et le recouvrement de la taxe sur l'électricité pour le compte de plus d'une centaine de communes. L'agent assermenté vérifie notamment qu'aucun fournisseur n'échappe au reversement de la taxe, que celle-ci est reversée dans le délai légal, que son calcul est correct, ainsi que l'absence de prélèvement de frais de gestion par le fournisseur. À l'issue de ce contrôle, les infractions constatées peuvent donner lieu à l'application de pénalités financières.

6. Les redevances de concession ne sont pas intégrées au CRCP

Actuellement, les redevances de concession ne sont pas prises en considération dans le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits¹⁰. Il en résulte que si l'assiette de ces redevances augmente dans le temps par rapport au niveau pris en considération en début de période tarifaire, ERDF pourra opposer une contrainte de défaut de financement. Ce phénomène ne peut manquer d'aggraver

10. Dans sa proposition tarifaire afférente au TURPE 3, la CRE a indiqué que les postes de charges et de recettes qui sont soumis au CRCP « sont : les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux, les charges d'accès au réseau payées par ERDF à RTE, certaines charges liées à la gestion des interconnexions, à savoir les coûts de congestions, internationales et les charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions, sous réserve d'auditabilité, les charges de capital, la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies (coûts échoués), la surprime d'assurance tempête souscrite par ERDF en cas d'évènement climatique majeur, les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires selon les modalités ci-après (...), les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins. Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions, les recettes liées aux contrats entre GRT, les recettes perçues au titre des opérations de raccordement, les recettes perçues au titre de la fourniture de prestations annexes, l'écart entre les annuités prévues et réalisées qui résulte de l'application du mécanisme du CRFI (...), incitations financières relatives aux divers mécanismes de régulation incitative. Concernant la taxe professionnelle, dans le cas où des modifications législatives impacteraient les hypothèses retenues, les écarts résultant de telles modifications seront pris en compte dans le CRCP. Dans le cas où des compléments de loyer, au titre de l'utilisation d'ouvrages de transport d'électricité remis en dotation à la SNCF et exploités par RTE sur la période 2002-2008, seraient mis à la charge de RTE par une décision devenue définitive de la juridiction administrative après épuisement par RTE de l'ensemble des voies de recours, ces charges seront prises en compte dans le CRCP. En complément, les résultats des audits conduits par la CRE seront pris en compte au CRCP. »

le problème d'insuffisance de couverture tarifaire des investissements affermés signalé ci-dessus.

Un dispositif tarifaire favorable à la stratégie d'EDF ?

Tous ces éléments évoquent une collusion au moins objective entre le dispositif tarifaire de la CRE et la stratégie financière d'EDF et d'ERDF. En ce qui concerne le TURPE, la CRE met en place de nombreux facteurs de rationnement ou de viscosité tarifaire que la stratégie d'EDF ne permet pas de compenser par l'emprunt.

« Qui peut croire que le réglage des investissements sur des réseaux basse tension, à l'échelle de la rue du moindre hameau des campagnes françaises, puisse s'opérer de manière appropriée sans une connaissance approfondie de la réalité du terrain ? »

Dans ce contexte, le souhait de la CRE de recevoir une compétence de validation des programmes d'investissements des GRD irait directement à l'encontre de l'efficacité de la régulation des travaux. Cela reviendrait à confier la totalité des outils de régulation de la distribution à une instance qui en fait peu de cas, son rôle étant de promouvoir le marché de la fourniture. En outre, une recentralisation des compétences en matière de distribution d'électricité serait particulièrement malvenue du point de vue de l'intérêt général et de la défense des consommateurs. Qui peut croire en effet que le réglage des investissements sur des réseaux basse tension, à l'échelle de la rue du moindre hameau des campagnes françaises, puisse s'opérer de manière appropriée sans une connaissance approfondie de la réalité du terrain ?

Il est en réalité essentiel de préserver en France une régulation à deux niveaux – national et local – du système électrique. C'est d'ailleurs ce que prévoit la directive du 13 juillet 2009¹¹.

11 Cf. les n° 1 et 3 de l'article 35, ainsi que le § 2 de l'article 37 (Directive 2009/72/CE).



CHAPITRE 4

RENFORCER LA RÉGULATION LOCALE

A. DONNER AUX AUTORITÉS ORGANISATRICES LES MOYENS JURIDIQUES ET FINANCIERS D'UNE RÉGULATION LOCALE EFFICACE ET GRADUÉE

I. Les AOD ne souhaitent clairement pas privilégier l'hypothèse d'une ouverture à la concurrence de la distribution d'électricité

Une remise en cause générale de l'organisation de la distribution d'électricité, avec l'ouverture à la concurrence ne doit pas être politiquement privilégiée - sauf contrainte juridique issue du droit européen.

Elle se heurterait à la difficulté de concilier performance et solidarité territoriale lorsque certaines mailles concessives sont structurellement déficitaires (parfois à l'échelle du département, voire au-delà) et d'autres hyper rentables (pôles urbains). Loin de produire les effets vertueux habituellement prêtés à la concurrence, une telle dichotomie pourrait fausser le comportement des opérateurs. Et des effets hautement indésirables pourraient en résulter. Des solutions sont certes concevables mais fort complexes – sauf à renoncer à la solidarité territoriale et à accepter explicitement une desserte électrique à plusieurs vitesses – une approche non envisageable pour la FNCCR.

L'hypothèse d'une ouverture générale à la concurrence de la gestion des réseaux de distribution d'électricité ne doit pas être politiquement privilégiée car une telle ouverture ne garantirait pas de manière simple et efficace la pérennité de la solidarité territoriale et de la péréquation financière.

Il faut cependant examiner les conséquences techniques de l'hypothèse de l'ouverture à la concurrence de la gestion des réseaux électriques dans la perspective, nullement exclue, d'une obligation juridique issue du droit européen.

II. Réformer la régulation locale et envisager une gestion publique alternative

Dégradation de la qualité, péréquation du rapport qualité/prix malmenée, non efficacité du TURPE : il est urgent de permettre aux autorités concédantes l'exercice plein et efficace de leurs attributions de régulateurs locaux. Dans le cadre d'un monopole légal profondément réformé, il est indispensable de leur restituer une palette complète d'outils de réglage allant de l'incitation à la coercition, dans une logique de régulation graduée et proportionnée aux problèmes à résoudre.

Pour les AOD, un pré-requis s'impose : ERDF et EDF doivent s'engager sur des objectifs de qualité de service et de produit. Les indicateurs de qualité convenus en 2009¹ pourraient servir de base à une politique ambitieuse, en assignant à certains de ces indicateurs des valeurs seuils à atteindre ou à ne pas dépasser (selon les cas).

Dans cette perspective, quatre orientations fondamentales pourraient être envisagées :

- ▶ Une définition claire des besoins d'investissement sur les réseaux de distribution, faisant toute transparence sur les conséquences des arbitrages tarifaires de l'État et de la CRE ;
- ▶ Une réévaluation complète du dispositif national d'encadrement normatif de la qualité de l'électricité, actuellement totalement inefficace et inacceptable, assortie de l'attribution aux autorités concédantes de vrais pouvoirs de sanction en la matière ;
- ▶ La possibilité d'étendre le périmètre de l'affermage en l'adossant plus directement au produit du TURPE ;
- ▶ La possibilité, pour l'autorité organisatrice ayant constaté à la fin du contrat de concession l'échec d'ERDF dans ses missions de concessionnaire de confier la gestion de son réseau à un distributeur public local. Cet outil de régulation ultime serait en fait symétrique à la possibilité actuelle de substituer ERDF à une entreprise locale de distribution.

1. En 2009, la FNCCR, EDF et ERDF ont élaboré de nouveaux indicateurs de performance destinés à enrichir les informations transmises par le concessionnaire à l'autorité concédante (accord-cadre national).

Cette perspective serait conditionnée :

- ▶ à la consolidation des autorités organisatrices sur de grands périmètres territoriaux,
- ▶ ainsi qu'à la préservation de l'attribution de la propriété des ouvrages de distribution aux autorités organisatrices locales.

a. Investissement : compléter les conférences départementales

La définition d'une expression nationale des besoins de financement de la distribution pourrait associer les autorités concédantes et ERDF, dans une logique d'inventaire remontant jusqu'au ministre chargé de l'Energie, à la manière des inventaires de l'électrification rurale. Des conférences départementales examineraient les contraintes électriques en urbain comme en rural. Elles établiraient des prévisions de développement des réseaux permettant notamment d'évaluer en masse la réfaction tarifaire induite par les futurs raccordements. Les résultats de ces travaux seraient communiqués par les préfets au ministre chargé de l'Energie, qui en assurerait une synthèse nationale. Cela permettrait un affichage structuré des besoins donnant plus de transparence au processus de décision et incitant les différents acteurs – en particulier la CRE – à mieux assumer leurs responsabilités, et à arrêter le niveau du « ticket modérateur » permettant d'adapter les moyens des services publics de distribution au niveau compatible avec l'équilibre macroéconomique national.

La loi NOME prévoit la mise en place d'un tel dispositif, même s'il demeure incomplet puisqu'il reste muet sur la consolidation nationale des programmes d'investissement et leur articulation avec les arbitrages tarifaires de la CRE.

Loi portant Nouvelle organisation du marché de l'électricité

Article 21

Le troisième alinéa du I de l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales est complété par trois phrases ainsi rédigées :

« Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue au 1° du II de l'article 13 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. »

ERDF s'engage sur un programme d'investissement pluriannuel précis

Après avoir mandaté un bureau d'étude spécialisé pour expertiser la qualité de fourniture des réseaux HTA, le Syndicat intercommunal d'énergies, d'équipement et d'environnement de la Nièvre (SIEEEN) a demandé à ERDF de lui proposer un programme pluriannuel de travaux d'investissement et de maintenance assorti d'une méthodologie garantissant dans la durée une qualité de fourniture satisfaisante. La transmission, par ERDF, de ces outils constitue pour le syndicat un élément clé de la préparation de la conférence départementale instaurée dans le cadre de la loi du 7 décembre 2010 (NOME).

b. Réévaluer l'encadrement de la qualité de l'électricité

Durant 18 mois, un dispositif d'évaluation de la continuité de l'alimentation a été appliqué à titre probatoire dans 13 départements². Globalement, le bilan dressé en fin de période a démontré un dramatique manque d'ambition.

Certes, le 18 février 2010, un arrêté a commencé, timidement, à donner satisfaction à certaines demandes exprimées par les AOD :

- ▶ réduction de la proportion maximale d'utilisateurs de réseaux de distribution d'électricité métropolitains mal alimentés à 3 % au lieu des 5 % (mais comme environ... 2 % de clients sont actuellement mal alimentés en zone rurale, le seuil reste inopérant) ;
- ▶ fixation du seuil de durée cumulée annuelle des coupures longues pour les départements métropolitains.

Mais le ministère en charge de l'énergie n'a en revanche pas tenu compte de plusieurs demandes :

- ▶ le nombre annuel admissible de coupures brèves en zone A est porté à 12 (au lieu de 7 demandés) ;
- ▶ la valeur des seuils de durée cumulée annuelle des coupures longues est trop élevée par rapport au niveau de qualité connu à la fin des années 1990 ;
- ▶ l'introduction du critère du nombre de coupures très brèves dans le dispositif.

Par ailleurs, les AOD restent toujours dans l'attente de la publication d'un décret d'application de la loi du 13 juillet 2005 prévoyant que « *lorsque le niveau de qualité n'est pas atteint en matière d'interruptions d'alimentation imputables aux réseaux publics de distribution, l'autorité organisatrice peut obliger le gestionnaire du*

2. À compter du 28 juin 2008, entrée en vigueur des dispositions générales et du dispositif d'évaluation de tenue de la tension sur l'ensemble du territoire national. Le dispositif d'évaluation de la continuité de l'alimentation a été appliqué à titre probatoire dans 13 départements (*Aube, Côte-d'Or, Côtes-d'Armor, Gard, Gironde, Ile-et-Vilaine, Loire, Marne, Pas-de-Calais, Puy-de-Dôme, Tarn-et-Garonne, Var, Hauts-de-Seine*). À compter du 28 décembre 2009, fin de la période probatoire du dispositif d'évaluation de la continuité de l'alimentation sur les 13 départements « tests » et généralisation de son application sur l'ensemble du territoire national (arrêté ministériel du 24 décembre 2007 pris pour l'application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007, article 21-1 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000).

réseau public de distribution concerné à remettre entre les mains d'un comptable public une somme qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité. »

La non-publication de ce décret rend l'outil des pénalités actuellement inapplicable. S'ajoutant aux difficultés déjà signalées, cela parachève l'impression désastreuse d'un dispositif permettant à l'État de justifier l'absence d'investissements suffisants sur les réseaux de distribution d'électricité, et non pas destiné à stimuler la qualité.

Pénalités pour non qualité : les propositions de la FNCCR

Prévue par la loi du 10 février 2000, la mise sous séquestre d'une somme, déterminée par l'autorité organisatrice en fonction « de la nature et de l'importance du non-respect de la qualité constaté », pourrait être égale à l'estimation du coût des travaux propres à remédier à la situation et à rétablir une qualité conforme. L'évaluation de la qualité étant faite à la maille géographique du département, les solutions techniques sont multiples. Il s'agit pour l'AOD d'afficher une règle de façon à dissuader le gestionnaire de réseau de choisir de payer la pénalité encourue plutôt que de financer les travaux nécessaires au respect de la réglementation. La dissuasion ne fonctionne que si le contrevenant potentiel connaît ce qu'il encourt en cas de défaillance de sa part. Les AOD pourraient adopter une règle commune de calcul prenant en compte les coûts qu'elles constatent localement pour la réalisation des travaux dont elles assurent la maîtrise d'ouvrage. La formule dépendra en premier lieu de la nature du non-respect de la qualité : tenue de la tension ou continuité de l'alimentation.

Tenue de la tension

N.B. La tenue de la tension n'est pas, dans l'état actuel de la réglementation, susceptible de déclencher la procédure conduisant au séquestre.

Le décompte des clients mal alimentés n'étant pas différencié selon le niveau de tension auquel leur installation est raccordée, il est probable que ce soit toujours la situation du réseau basse tension qui génère le dépassement du seuil. Dès lors, le mode de calcul sera basé sur le nombre de départs mal alimentés en s'inspirant de la règle utilisée pour la répartition des crédits de la tranche A/B du FACE :

$(\text{Longueur des DMA}) \times (\text{coût moyen départemental de renforcement})$
 $+ (\text{Nombre de DMA}) \times (\text{coût moyen départemental d'un poste})/3$

Le nombre de départs mal alimentés peut être obtenu en divisant le nombre total de clients mal alimentés par le nombre de clients par départ BT en moyenne sur le département. Les travaux susceptibles de rétablir la situation sont ceux visant les départs dont l'efficacité économique sera la plus grande. Pour que le gestionnaire de réseau soit incité à faire ces travaux plutôt que de payer la pénalité, celle-ci sera un majorant du montant des travaux à faire en prenant non pas les départs les plus efficaces mais les départs moyens.

Toutefois, la pénalité ne prendra en compte que le nombre de clients mal alimentés qui dépasse le seuil admissible en application de la réglementation, en tenant compte de la part d'abonnés mal alimentés sur la zone du territoire relevant de l'électrification rurale sauf si l'excès de chute de tension BT est imputable à une chute de tension trop importante sur la HTA.

Bien sûr, en cas de multiplicité d'AOD dans le même département, elles devront se concerter en premier lieu sur le fait d'appliquer des pénalités et en second lieu sur leur montant, sauf si le non-respect de la qualité ne concerne qu'une seule d'entre elles.

Le calcul de la somme à séquestrer résultant des considérations ci-dessus risque toutefois de ne pas suffire à inciter le concessionnaire à remédier rapidement à la situation du fait que cette somme ne prend pas en compte la durée de la non qualité. Il y a pourtant bien lieu d'intégrer cette dimension, qui contribue à caractériser l'importance du non-respect de la qualité et donc à déterminer le montant de la pénalité.

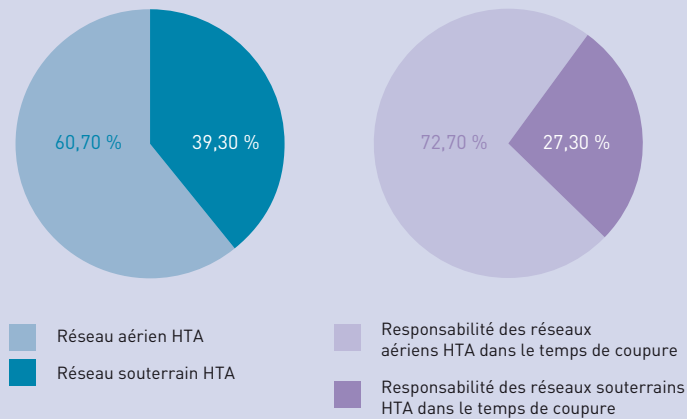
Pour rendre compte de ladite durée, la pénalité pourrait être déclinée sous la forme d'une sorte d'astreinte : à intervalles réguliers, l'AOD s'enquiert du retour ou non à une situation conforme ; en cas de persistance de la non-conformité, elle met de nouveau une somme en séquestre. Le montant de l'astreinte pourrait être calculé sur la base des considérations ci-dessus, mais en le divisant par le délai jugé suffisant par l'AOD pour réaliser le programme de travaux. Par exemple, pour un programme de travaux qui s'élève à 500 000 euros et peut raisonnablement être réalisé

en 15 mois, la méthode consisterait à mettre en séquestre tous les 3 mois un cinquième du total. De cette façon le concessionnaire pourrait réduire la pénalité s'il réalise les travaux dans un délai plus court, mais à l'inverse il subirait une pénalité plus importante s'il tardait à les réaliser. Cette méthode coupe court à un argument susceptible d'être avancé par le concessionnaire, à savoir le fait que la séquestration de la somme équivalente au montant des travaux le prive justement des moyens financiers nécessaires à leur réalisation.

Continuité de l'alimentation

La continuité de la tension est évaluée en compilant trois critères complémentaires : la durée moyenne de coupure, le nombre de coupures brèves et le nombre de coupures longues. Dans l'état actuel des textes, il est peu probable que la durée moyenne de coupure contribue sensiblement à dépasser le nombre maximal de clients mal alimentés compte tenu de la marge existant entre le critère B moyen au niveau national (environ deux heures) et le seuil à respecter dans le département (13 heures en cas de non différenciation entre zones). Les autres critères sont symptomatiques du même type de causes : l'exposition des réseaux aux intempéries – hors événements exceptionnels pour les lignes aériennes – et aux agressions de tiers pour les canalisations souterraines et leurs émergences (postes de transformations, coffrets de comptage et de livraison). On peut toutefois préciser que les coupures brèves sont principalement générées par les lignes aériennes et les coupures longues par la durée des interventions de dépannage et par la manœuvrabilité du réseau, qui permet de rétablir rapidement les clients raccordés sur une portion du réseau située en amont du défaut – en fait, en amont de l'organe de coupure situé directement en amont du défaut.

TAUX D'ENFOUISSEMENT DES RÉSEAUX HTA comparé aux responsabilités respectives des réseaux aériens et souterrains dans les temps de coupure moyens



Sources : ERDF 2008

Compte tenu de la différence du taux d'incidents par kilomètre de réseau entre les lignes aériennes en fils nus (3,4 aux 100 km) et les canalisations souterraines (1,2 aux 100 km) et de la différence de coût entre ces deux technologies (de l'ordre de 20 euros le mètre en aérien contre 100 en souterrain hors agglomération), il est probable que le plus efficace pour mettre fin au non-respect de la réglementation en matière de continuité de l'alimentation soit de procéder à l'enfouissement de lignes aériennes (cf. graphiques ci-dessus). On s'intéressera alors au nombre de coupures atteint au maximum plus qu'au nombre de clients mal alimentés, de façon à appréhender le linéaire de lignes aériennes HTA en fils nus à enfouir (et non à déplacer hors d'une zone boisée ou à remplacer de façon à obtenir une estimation majorant le coût des travaux qui suffiraient à lever la contrainte) en divisant le nombre de coupures atteint par le taux d'incidents par kilomètre de ligne de cette nature.

Le principe du séquestre en question

Certaines AOD, considérant que la séquestration d'une somme d'argent ne constituait pas une véritable pénalité, ont exprimé le souhait de voir modifiée la loi sur ce point. Le montant de la pénalité alors applicable pourrait être de l'ordre de 500 euros par client mal alimenté en surnombre.

Dans cette hypothèse, il serait toutefois nécessaire de compléter le dispositif de la pénalité pour non qualité, par la reconnaissance de la possibilité, pour l'AOD, de se substituer au concessionnaire défaillant aux frais (majorés de la pénalité) de celui-ci, de façon à éviter que la non qualité sur le périmètre de maîtrise d'ouvrage du concessionnaire ne génère une augmentation des moyens financiers afférents au périmètre de maîtrise d'ouvrage de l'AOD, ce qui ne serait évidemment pas satisfaisant en termes de régulation.

Dans le domaine de l'encadrement normatif de la qualité de l'électricité, il est indispensable de revoir à la hausse les niveaux minimum de qualité fixés par arrêté ministériel, et de publier très rapidement le dispositif réglementaire habilitant les AOD à recouvrer les pénalités prévues par la loi lorsque le niveau minimum de qualité n'est pas atteint en matière de continuité d'alimentation.

c. Étendre le périmètre de l'affermage en l'adossant au TURPE

La faculté pour les collectivités territoriales concédantes de faire exécuter des travaux et d'en assurer la maîtrise d'ouvrage confère aux contrats qualifiés de « concessions » un caractère mixte concession/affermage. C'est un élément important de régulation locale : en effet, l'AOD peut remédier à une carence, selon les cas non fautive ou fautive, du concessionnaire, en se substituant à celui-ci :

- ▶ La carence du concessionnaire est non fautive lorsqu'elle découle de conditions technico-économiques structurellement défavorables ; elle justifie alors le recours au FACE mais également, très souvent, à des financements locaux issus du produit des taxes locales sur l'électricité ;
- ▶ La carence du concessionnaire est au contraire critiquable, voire fautive, lorsqu'elle correspond à des missions ou à des objectifs dont il ne s'acquitte pas de manière satisfaisante. La défaillance de grande ampleur d'ERDF a conduit de nombreuses AOD à augmenter leurs investissements au milieu des années 2000. Cette politique contra-cyclique a permis de limiter le vieillissement de leurs réseaux. En fait, ces investissements correctifs auraient dû être réalisés aux frais du distributeur, c'est-à-dire financés par prélèvement sur sa rémunération (7,25 % de la base d'actif régulée), en s'inspirant de la procédure – très classique dans le droit des marchés publics³ – de l'exécution des travaux aux frais et risques du titulaire défaillant.

« La défaillance de grande ampleur d'ERDF a conduit de nombreuses AOD à augmenter leurs investissements au milieu des années 2000. Cette politique contra-cyclique a permis de limiter le vieillissement de leurs réseaux. »

3. Voir ainsi l'article 48 du Cahier des clauses administratives générales applicables aux marchés publics de travaux relatif aux mesures coercitives (extrait) : « Si le titulaire n'a pas déféré à la mise en demeure, la poursuite des travaux peut être ordonnée, à ses frais et risques, ou la résiliation du marché peut être décidée. »

Sur la base de cette expérience probante, pourquoi ne pas moderniser la base légale habilitant les AOD à exercer la maîtrise d'ouvrage de travaux de renouvellement, de développement et d'amélioration de leurs réseaux ? Cela rendrait mieux visibles deux logiques de financement :

- ▶ *Primo*, la substitution de l'AOD motivée par une carence structurelle non fautive devrait être financée par une fraction dédiée du TURPE et prise en compte comme telle par la CRE⁴ ;
- ▶ *Secundo*, la substitution de l'AOD dans le cas de la défaillance fautive de son GRD devrait être mise à la charge de ce dernier. Elle serait donc financée par un prélèvement sur la rémunération tarifaire normale de celui-ci, majoré des pénalités pour non qualité.

Le tarif d'utilisation des réseaux (TURPE) doit garantir directement la couverture des investissements des concédants non financés par des ressources locales ; la couverture tarifaire correspondant doit être reconnue comme un droit direct des concédants, sans en passer par le détour de la notion de redevance de concession.

d. La possibilité de confier la gestion du réseau à un distributeur public local

Octroyer un véritable pouvoir de régulation locale oblige-t-il à basculer dans le champ de l'obligation de mise en concurrence ? Outre que cette option n'est pas souhaitée par les AOD, il y a une solution alternative.

Le législateur pourrait ouvrir aux autorités organisatrices actuellement desservies par ERDF la possibilité subsidiaire et conditionnelle d'opter, à la fin du contrat de concession, pour un distributeur public local agréé. Ce distributeur pourrait être une régie, une société publique locale, une société d'économie mixte créée avec ERDF ou encore

4. Cette fraction comprendrait, d'une part (et principalement) la contribution des GRD au financement national mutualisé du FACE, d'autre part l'amortissement et la rémunération tarifaire de la base d'actif mise en concession par l'AOD. À partir du TURPE 4, la CRE devrait donc distinguer une composante « AOD » de la BAR, générant une rémunération à déterminer ainsi qu'une couverture tarifaire des amortissements et provisions correspondant à la partie des renouvellements structurellement assurée par l'AOD. Le GRD aurait obligation de reverser à son AOD cette fraction du TURPE, qui n'aurait plus le caractère de redevance de concession, mais plutôt celui de la surtaxe propre aux situations d'affermage.

avec un distributeur public local déjà existant. Cette option ne serait en fait que symétrique avec la possibilité reconnue depuis 1946 aux autorités organisatrices ayant constitué une ELD de lui substituer EDF (aujourd'hui ERDF). Elle donnerait en effet à l'autorité organisatrice un moyen – ultime et majeur – de pression et d'arbitrage en cas de blocage définitif de la dynamique concessive avec ERDF.

La gestion des services publics de distribution d'électricité par des ELD concerne d'ores et déjà 5 % de la distribution d'électricité. Opter pour une telle solution intermédiaire correspondrait donc à un changement de degré, plus que de nature, du système électrique. De fait, les principaux outils de régulation et de péréquation pourraient demeurer en place. Cette évolution serait compatible avec le maintien de la péréquation tarifaire et financière, à condition toutefois de subordonner la création de nouveaux opérateurs publics locaux au respect de périmètres géographiques assurant un premier niveau local de solidarité territoriale. La distribution d'électricité est en effet placée sous la double influence d'effets d'échelle très marqués et d'une grande hétérogénéité sociale et géographique.

Définir une assise géographique pertinente

En ce qui concerne les économies d'échelle, l'équilibre financier compétitif d'unités de distribution totalement indépendantes suppose un périmètre ni complètement urbain, ni complètement rural, de l'ordre d'au moins deux millions de clients (soit une population de l'ordre de six millions de personnes physiques)⁵. Toutefois, en cas de possibilité d'externaliser auprès de prestataires de très grande taille les éléments de mission les plus sensibles aux effets d'échelle, un distributeur « indépendant » serait en mesure de garantir un niveau acceptable de performances à partir de 300.000 clients (près d'un million de personnes physiques).

L'atteinte de ce seuil critique (qui devrait faire l'objet d'études approfondies) ne suffirait par ailleurs probablement pas à exclure un besoin subsidiaire d'appel à la solidarité financière nationale pour les

5. Étude réalisée en 2006 par le bureau d'études SEAES pour la FNCCR. Cette hypothèse suppose la gestion de l'ensemble des métiers (interventions techniques de proximité, ingénierie de l'évolution et de la maintenance préventive du réseau, conduite des flux d'énergie) et des conditions de prix de l'électricité acceptables pour le citoyen-consommateur.

territoires confrontés à des contraintes géographiques supérieures à la moyenne (zones montagneuses et/ou rurales).

« L'équilibre financier compétitif d'unités de distribution totalement indépendantes suppose un périmètre ni complètement urbain, ni complètement rural, de l'ordre d'au moins deux millions de clients. »

Car une précaution s'impose. Créer de nouveaux opérateurs publics locaux sans les assujettir au respect de périmètres de desserte groupant au moins un et le plus souvent même plusieurs départements, inciterait les territoires les plus rentables à une forme d'ilotage économique. Avec pour effet de remettre en cause la péréquation, induisant ainsi par ricochet un dramatique effondrement du rapport qualité/prix de l'électricité dans les territoires moins rentables. De ce point de vue, la société publique locale pourrait sembler attractive car elle permettrait de confier à un seul opérateur la desserte des territoires des différentes autorités organisatrices actionnaires, sans contraindre celles-ci à constituer préalablement entre elles un syndicat mixte interdépartemental.



Article L.1531-1 du code général des collectivités territoriales

Les collectivités territoriales et leurs groupements peuvent créer, dans le cadre des compétences qui leur sont attribuées par la loi, des sociétés publiques locales dont ils détiennent la totalité du capital.

Ces sociétés sont compétentes pour réaliser des opérations d'aménagement au sens de l'article L.300-1 du code de l'urbanisme, des opérations de construction ou pour exploiter des services publics à caractère industriel ou commercial ou toutes autres activités d'intérêt général.

Ces sociétés exercent leurs activités exclusivement pour le compte de leurs actionnaires et sur le territoire des collectivités territoriales et des groupements de collectivités territoriales qui en sont membres.

Ces sociétés revêtent la forme de société anonyme régie par le **livre II du code de commerce** et sont composées, par dérogation à l'article L.225 1 du même code, d'au moins deux actionnaires.

Sous réserve des dispositions du présent article, elles sont soumises au titre II du présent livre.

Par ailleurs, il serait impératif de ne pas attribuer aux AOD un pouvoir discrétionnaire de choix entre ERDF et un opérateur public local, mais d'encadrer au contraire ce choix par des règles strictes. Ces règles imposeraient des critères d'arbitrage pour garantir la transparence du processus de décision publique. Une telle transparence répondrait aux enjeux d'ordre public qui s'attachent à la distribution d'électricité et à la nécessité de sécuriser le choix de l'opérateur.

La procédure prévue pour le recours à un contrat de partenariat⁶ fournit un tel exemple d'encadrement de la décision locale. Elle impose

6. Article L1414-2 du code général des collectivités territoriales : Les contrats de partenariat donnent lieu à une évaluation préalable précisant les motifs de caractère économique, financier, juridique et administratif qui conduisent la personne publique à engager la procédure de passation d'un tel contrat. Cette évaluation comporte une analyse comparative de différentes options, notamment en termes de coût global hors taxes, de partage des risques et de performance, ainsi qu'au regard des préoccupations de développement durable. Lorsqu'il s'agit de faire face à une

en effet à la collectivité de fournir une véritable démonstration de la pertinence d'un tel contrat par rapport à des formes contractuelles alternatives.

Quelle méthodologie ?

À l'approche du terme d'un contrat de concession passé avec ERDF, l'AOD procéderait à une évaluation précise du degré d'atteinte des objectifs - en particulier des objectifs de qualité ou des objectifs de renouvellement du patrimoine concédé. La possibilité de recourir à un opérateur public local prendrait un caractère subsidiaire : elle sanctionnerait l'échec de l'opérateur sortant.

- ▶ À cette fin, un constat de non atteinte des objectifs contractuels par ERDF serait établi ;
- ▶ En outre, l'alternative d'un opérateur public local se traduirait par des garanties supérieures d'atteinte de ces objectifs pour la nouvelle période contractuelle. Une telle garantie suppose un agrément d'État accordé sur la base d'une méthodologie définie nationalement (par exemple en prenant en considération le projet de contrat de concession ou le règlement de service de la régie, le programme d'investissements envisagé, le bilan et le compte de résultat prévisionnels des premiers exercices, les moyens humains, matériels et financiers mobilisés...).

situation imprévisible, cette évaluation peut être succincte. Cette évaluation est menée selon une méthodologie définie par le ministre chargé de l'économie.

Elle est présentée à l'assemblée délibérante de la collectivité territoriale ou à l'organe délibérant de l'établissement public, qui se prononce sur le principe du recours à un contrat de partenariat.

II. - Les contrats de partenariat ne peuvent être conclus que si, au regard de l'évaluation, il s'avère :

1° Que, compte tenu de la complexité du projet, la personne publique n'est pas objectivement en mesure de définir seule et à l'avance les moyens techniques répondant à ses besoins ou d'établir le montage financier ou juridique du projet ;

2° Ou bien que le projet présente un caractère d'urgence, lorsqu'il s'agit de rattraper un retard préjudiciable à l'intérêt général affectant la réalisation d'équipements collectifs ou l'exercice d'une mission de service public, ou de faire face à une situation imprévisible ;

3° Ou bien encore que, compte tenu soit des caractéristiques du projet, soit des exigences du service public dont la personne publique est chargée, soit des insuffisances et difficultés observées dans la réalisation de projets comparables, le recours à un tel contrat présente un bilan entre les avantages et les inconvénients plus favorable que ceux d'autres contrats de la commande publique. Le critère du paiement différé ne saurait à lui seul constituer un avantage.

L'agrément de ces nouveaux opérateurs locaux pourrait s'inspirer de celui concernant les distributeurs de gaz par réseaux publics⁷.

« La possibilité de recourir à un opérateur public local prendrait un caractère subsidiaire : elle sanctionnerait l'échec de l'opérateur sortant. »

Deux scénarios alternatifs

Un scénario moins radical pour ERDF peut aussi être envisagé. Il s'agirait ici de privilégier l'établissement de certaines alliances entre l'AOD intéressée et ERDF, par exemple sous la forme de la constitution d'une société d'économie mixte dont l'AOD détiendrait la majorité du capital. Bien sûr, un tel partenariat pourrait aussi être noué entre l'AOD et une ELD préexistante. Il convient cependant de rappeler que cette option de la SEML n'est pas sans risque. Si elle est susceptible d'alléger certaines contraintes techniques et économiques, elle risque en revanche de conduire à une mise en concurrence⁸...

Une autre possibilité de partenariat entre un opérateur existant (ERDF ou une régie locale) et un nouvel opérateur public local (comme une SPL) pourrait prendre la forme d'une subdélégation du service public. Une telle subdélégation n'est soumise à aucune procédure de publicité ou de mise en concurrence, la seule obligation procédurale étant l'autorisation de l'autorité concédante⁹. Il serait ainsi concevable de mettre en place une organisation locale de la gestion du réseau public de distribution à deux niveaux, avec un gestionnaire de réseau titulaire sous forme d'opérateur public local (société publique locale), et

7. Cf. décret n°2007-684 du 4 mai 2007 relatif à l'agrément des distributeurs de gaz par réseaux publics.

8. La jurisprudence européenne ne doit pas être négligée. On notera en particulier le principe dégagé par l'arrêt du 15 octobre 2009, ACOSSET SpA, selon lequel la mise en concurrence préalable à la sélection de l'associé de droit privé pour la constitution d'une SEM dispense d'une seconde procédure de mise en concurrence au moment de l'attribution de la concession à la SEM. Il pourrait ainsi être conseillé aux AOD de procéder de manière transparente et non discriminatoire à la recherche de leurs partenaires de droit privé (ERDF ou distributeur non nationalisé organisé sous forme de société), de façon à pouvoir ensuite attribuer directement leur concession à la SEM ainsi constituée.

9. CE, 4 juin 1999, Sarl Maison Dulac ; avis du Conseil d'État du 16 mai 2002, publié dans le rapport annuel de 2003 ; Cour administrative d'appel de Marseille, 15 mai 2003, Commune de Saint-Laurent-du Var ; réponse ministérielle, JO AN, question n°74954, 31 mai 2011.

un subdélégué pouvant être soit ERDF, soit un distributeur non nationalisé.

Garantie d'emploi pour les salariés des IEG

Les règles européennes afférentes à la séparation juridique entre gestionnaire de réseau et fournisseur seraient appliquées à ces nouveaux opérateurs dans les mêmes conditions qu'aux ELD actuelles (obligation de séparation au-delà de 100 000 clients). Chaque autorité organisatrice définirait librement la dévolution de la maîtrise d'ouvrage des travaux entre elle-même et l'opérateur public local qui lui serait rattaché. Compte tenu des liens directs existant entre l'opérateur et l'AOD, celle-ci serait en mesure de maîtriser la politique d'investissement, y compris dans le cas d'une maîtrise d'ouvrage du GRD - ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

► *Les salariés d'ERDF et d'EDF intervenant pour le compte des autorités organisatrices faisant le choix d'un autre opérateur public auraient une garantie d'emploi au sein de ces nouvelles structures¹⁰.*

► *Il peut ici être utilement fait référence à l'expérience de retour en régie de certains services d'eau et d'assainissement, laissant libre choix aux salariés de changer ou non d'employeur et de poste.*

Par ailleurs, la création éventuelle d'un distributeur public local ne serait envisageable qu'à la condition que l'autorité organisatrice dispose préalablement d'une parfaite visibilité des conditions de l'équilibre économique de la distribution d'énergie électrique sur son territoire. À cet effet, il importerait de calculer le solde contributeur ou bénéficiaire par rapport au Fonds de péréquation de l'électricité à la maille de chaque autorité organisatrice et non, comme c'est le cas actuellement, à celle de chaque opérateur. Cela permettrait aux AOD desservies par ERDF d'apprécier leur situation au regard de la péréquation nationale et d'en faire un des éléments de la prise de décision sur le mode de gestion adéquat.

10. Article L.1224-1 du code du travail.

Conditions financières du non-renouvellement

Un non renouvellement de la concession avec ERDF impliquerait bien entendu que les créances et dettes réciproques des deux cocontractants soient soldées. Le cahier des charges les énonce actuellement comme suit :

Créances de l'autorité organisatrice (donc dettes du concessionnaire) :

- ▶ Solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur des ouvrages ;
- ▶ Amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant.

Créances du concessionnaire (donc dettes du concédant) :

- ▶ Indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement.

Il est également précisé que le concessionnaire doit remettre les ouvrages et le matériel de la concession « en état normal de service ».

Hypothèses financières

Il n'est pas exclu que le solde financier au terme du contrat soit assez largement défavorable aux collectivités.

Les éléments de créance d'une AOD reposent en fait largement sur les provisions constituées pour des renouvellements devant intervenir avant le terme du contrat, et non reprises par le concessionnaire¹¹. Certes, ERDF serait aussi redevable des « amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant ». Toutefois, les amortissements effectivement dotés par ERDF (c'est-à-dire imputés sur les charges inscrites au débit du compte de résultat) sont très probablement substantiellement inférieurs au montant théorique correspondant à l'ensemble des ouvrages mis en concession par

11. Depuis la loi du 9 août 2004, les concessionnaires de la distribution d'électricité ne sont plus tenus à aucune obligation liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. ERDF s'emploie d'ailleurs en outre activement à obtenir une modification du cahier des charges le dispensant de toute obligation en termes de provision pour renouvellement.

les AOD maîtres d'ouvrage. Pour ERDF, cela se justifie par le fait que les AOD s'acquittent de la fonction de renouvellement en effectuant des travaux conduisant au remplacement d'ouvrages. ERDF n'assurant pas ces renouvellements considère ne pas avoir à constater les charges y afférentes (notamment les dotations aux amortissements) dans sa comptabilité¹².

« Il n'est pas exclu que le solde financier au terme du contrat soit assez largement défavorable aux collectivités. »

En regard, la valeur nette comptable (VNC) des ouvrages mis en concession par ERDF à une date donnée correspondrait théoriquement à la moitié de leur valeur historique s'il y avait une répartition équilibrée dans le temps des mises en concession, et que l'amortissement des ouvrages était linéaire. En réalité, le vieillissement tendanciel du stock d'ouvrages pourrait induire une VNC plus basse ; mais en sens inverse, l'amortissement étant progressif, la VNC risque de demeurer à un niveau élevé tant que la date de fin de vie de l'ouvrage n'est pas suffisamment proche. Enfin, et surtout, l'indemnité due à ERDF serait égale à la VNC réévaluée, alors qu'en ce qui concerne la créance des concédants, aucune réévaluation n'est prévue.

Dans de telles conditions et dans un contexte qui serait alors par hypothèse conflictuel, si intervenait la sanction ultime du non renouvellement d'un contrat de concession, il n'est pas invraisemblable qu'ERDF ait la tentation de revendiquer une indemnité de sortie tellement élevée qu'elle en viendrait à constituer un obstacle insurmontable au changement d'opérateur.

De telles dispositions, il est vrai, ont été conçues dans le cadre exclusif de reconduction systématique de contrat avec un opérateur bénéficiant du monopole légal. Le cas échéant, il y aurait lieu d'adapter préalablement le cadre législatif, réglementaire et contractuel de la distribution d'électricité.

12. Le récent « protocole VRG » signé par la FNCCR et ERDF est de nature à augmenter la valeur comptabilisée de ces ouvrages par rapport à la sous-valorisation chronique dont ils étaient l'objet antérieurement mais cette évolution vertueuse est limitée aux ouvrages nouveaux, ce qui en limite grandement les effets.

La possibilité de créer des distributeurs publics locaux d'électricité leur donnerait aux AOD un outil ultime de préservation de l'intérêt général face à ERDF, tout en évitant l'écueil d'une ouverture générale à la concurrence.

Il serait toutefois opportun de conférer à la création de tels opérateurs publics un caractère conditionnel et subsidiaire. En outre, elle serait subordonnée à la démonstration (validée par un agrément national) qu'ils garantiront une performance supérieure à celle de l'opérateur sortant, tout en leur imposant un critère de taille suffisante, de façon à préserver une péréquation territoriale de premier niveau et à éviter tout repli sur soi des zones structurellement excédentaires. La société publique locale, pouvant être créée par des AOD sur une maille interdépartementale sans devoir en passer par le préalable d'un syndicat interdépartemental, pourrait à cet égard apparaître comme une solution attractive. L'hypothèse de la subdélégation partielle du service public par une telle SPL à des opérateurs historiques (ERDF, ELD) lui permettant de bénéficier de leur expérience, serait à étudier dans la perspective d'une optimisation de l'efficacité du service public et de sa maîtrise par l'autorité organisatrice.

La protection juridique et sociale des personnels des industries électriques et gazières constitue bien entendu une exigence essentielle. À maintes reprises, ces salariés ont montré leur attachement au service public, effectuant leurs missions avec un dévouement remarquable. Si les abus de monopole constatés ici sont réels, il serait injuste et vain d'en faire porter la responsabilité aux agents d'ERDF. Tout scénario d'évolution du service public devra intégrer la dimension humaine et sociale des changements qu'il induirait.

e. Consolider les autorités organisatrices

La capacité de l'AOD à accomplir efficacement sa mission de régulation locale suppose de minimiser l'asymétrie de taille avec le gestionnaire de réseau régulé – lorsque celui-ci ne peut être par ailleurs contrôlé grâce aux liens organiques directs propres à la régie, à la SPL ou à la société

d'économie mixte. La loi du 7 décembre 2006 l'a intégré dans ses objectifs, son article 33 étant consacré au processus de regroupement des AOD sur des mailles territoriales au moins départementales¹³. Au-delà de ces seuils, l'extension de la maille de la concession peut éventuellement prendre la forme d'une société publique locale interdépartementale, alternativement à la constitution d'un très grand syndicat mixte.

Une taille importante de l'autorité organisatrice est par ailleurs un garant de sa capacité à assurer un portage de la péréquation de premier niveau, au bénéfice de l'aménagement du territoire. Si la péréquation nationale est en effet incontournable, le volume des fonds de péréquation sera d'autant plus facile à maîtriser que les autorités locales auront eu la capacité d'organiser à leur niveau une solidarité réelle entre zones rentables et zones déficitaires – dans le contexte de contrainte croissante sur les finances publiques nationales. D'ores et déjà, la taxe sur les fournitures d'électricité permet, lorsqu'elle est perçue par les autorités organisatrices maîtres d'ouvrages, de mutualiser au profit de leur desserte électrique un certain volume de moyens financiers. Il est essentiel de préserver, avec le complément des aides du FACE, cette capacité financière d'intervention des AOD, de façon à leur permettre de continuer à garantir que le développement quantitatif et qualitatif de leurs réseaux (les aides du FACE permettent actuellement de financer chaque année le renforcement de 3000 km et l'extension de 7000 km de lignes électriques) répondra à une stratégie politique de développement local que le plan d'affaires de la société concessionnaire ne relaie pas toujours efficacement.

13. Processus conforté par la loi du 16 décembre 2010 visant des périmètres territoriaux regroupant au moins un million d'habitants. A fin 2010, on comptait un syndicat unique (pour les communes desservies par ERDF) dans 49 départements. Le processus est par ailleurs bien engagé à cette date dans une quinzaine d'autres. Il doit se poursuivre : la loi du 16 décembre 2010 assigne cet objectif à la procédure exceptionnelle de redécoupage de la carte des syndicats intercommunaux et mixtes que les préfets devront mettre en œuvre avant le 31 décembre 2012.

Départementalisation d'un syndicat intercommunal

Pour parvenir à la départementalisation du Syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire, son Président a rencontré l'ensemble des autorités concédantes non adhérentes tandis qu'étaient organisées une trentaine de réunions de travail avec les services et les élus de ces mêmes collectivités. Les avantages du regroupement du pouvoir concédant ont été mis en évidence : obtenir un niveau de qualité élevé et le plus homogène possible, affirmer une capacité d'expertise accrue et un pouvoir de décision suffisamment fort face à ERDF, renforcer l'efficacité du contrôle du recouvrement de la taxe sur l'électricité...

Par ailleurs, il est essentiel de préserver l'attribution aux AOD de la propriété inaliénable de tous les ouvrages de distribution. Cela inclut ceux qui concernent les « réseaux intelligents », tels que les « compteurs communicants ». Ce régime de propriété ancre en effet durablement les collectivités territoriales au cœur même de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution d'énergie électrique. Il garantit leur capacité à défendre efficacement l'intérêt général. Toute hypothèse alternative (en particulier celle de l'apport par les AOD des réseaux en contrepartie d'un co-actionariat dans des entreprises gestionnaires) diluerait inéluctablement le pouvoir local dans une logique de financiarisation généralisée peu propice à la défense des citoyens-consommateurs et du développement équilibré des territoires¹⁴.

« Ce régime de propriété ancre en effet durablement les collectivités territoriales au cœur même de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution d'énergie électrique. Il garantit leur capacité à défendre efficacement l'intérêt général. »

14. Qui plus est, garantes de l'intérêt général, les collectivités territoriales n'ont aucun intérêt à entrer dans une logique actionnariale court-termiste et, de plus en plus, spéculative.

La consolidation des autorités organisatrices sur de grands territoires, la préservation de l'attribution de la propriété de tous les ouvrages de distribution à ces autorités sont des conditions *sine qua non* du rétablissement d'un rapport de force équilibré avec ERDF.

B. L'ÉCHEC DE LA RÉFORME DU MONOPOLE RENDRAIT L'HYPOTHÈSE D'UN BASCULEMENT DE LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ VERS LA CONCURRENCE MALHEUREUSEMENT INÉLUCTABLE

Malgré les difficultés et la complexité qui en résulteraient, le basculement vers le droit commun de la concurrence ne sera pas évité :

- ▶ s'il s'avère impossible de moderniser le monopole de la gestion des réseaux de distribution en donnant aux autorités organisatrices des outils de régulation locale suffisamment efficaces,
- ▶ si cette modernisation ne produit pas les effets escomptés,
- ▶ si le droit européen ne permet plus de maintenir le monopole légal issu de la loi de 1946.

L'hypothèse d'une ouverture à la concurrence de la gestion des réseaux de distribution d'électricité pose de nombreuses questions, qui peuvent se synthétiser ainsi :

- ▶ le niveau du tarif d'utilisation des réseaux proposé doit-il constituer l'un des paramètres de jugement des offres (ce qui suppose de mettre fin à l'unicité du tarif d'utilisation des réseaux pour aller vers un tarif par concession) ? Dans la négative, est-il néanmoins possible de retenir comme critère d'appréciation des candidatures un ou plusieurs éléments à caractère financier ?
- ▶ quelle forme donner aux outils de péréquation nationale et quelle relation établir entre la taille des AOD et le volume de leurs besoins de recours à la péréquation ?

I. Les critères tarifaires et/ou financiers de jugement des offres pour les DSP (et plus largement la question de la liberté tarifaire)

a. L'hypothèse d'une mise en concurrence sur le tarif d'acheminement

En matière de délégations de service public, les propositions tarifaires font généralement partie des critères d'évaluation des offres. L'application de ce principe au cas de la distribution publique d'énergie électrique conduirait à mettre fin au tarif national d'utilisation des réseaux et à instaurer un tarif pour chaque concession de distribution d'électricité (ou chaque régie locale de distribution). Le prix de l'électricité acquitté par un consommateur final correspondrait alors à la somme du tarif (national) du transport, du tarif de la concession de distribution compétente pour le point de livraison considéré et du prix de la fourniture (ainsi que, bien entendu, des éléments fiscaux ou parafiscaux complémentaires). Ce prix global pourrait éventuellement conserver la forme d'un prix règlementé national dès lors que celui-ci couvrirait correctement tous les coûts et assurerait ainsi effectivement la rémunération du GRD en concurrence¹⁵.

Un point particulier à vérifier dans cette perspective concernerait le fait que tous les postes-sources (interfaces transport-distribution) alimentant une concession de distribution se trouvent bien sur le territoire de l'autorité organisatrice concernée ; si tel n'était pas le cas, cela signifierait que cette concession est alimentée en partie par l'intermédiaire d'ouvrages de distribution se trouvant sur le territoire d'une autorité organisatrice voisine, ce qui pourrait ouvrir le champ à des problématiques de GRD de rangs différents (à l'instar de la distribution de gaz) avec la nécessité de tenir compte de la rémunération de ces transits dans le tarif d'acheminement de la concession de distribution bénéficiaire.

15. Il convient d'observer ici que la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 prévoit la possibilité de donner au régulateur national une compétence d'approbation des « méthodes de calcul » des tarifs de distribution et pas nécessairement des tarifs eux-mêmes (considérant 36 et paragraphe 1 (a) de l'article 37.

Pour les délégations de service public ouvertes à la concurrence dans le domaine du gaz, la mise en concurrence des opérateurs se fait sur la base de leurs propositions de coefficients multiplicateurs par rapport à la grille tarifaire de GRDF.

Procédure d'élaboration des tarifs des délégations de service public de distribution de gaz naturel (source : CRE)

Toute entité souhaitant répondre à un appel à concurrence pour la desserte en gaz naturel d'une nouvelle concession doit prendre pour référence la grille tarifaire de GrDF, en vigueur au moment de l'appel à concurrence.

► Un coefficient multiplicateur unique :

Un coefficient multiplicateur unique est appliqué à l'ensemble des termes de la grille tarifaire de référence, les termes tarifaires d'abonnement annuel, de souscription de capacité journalière et de distance en résultant devant être définis avec 2 chiffres après la virgule.

► Une date unique d'évolution annuelle des tarifs non péréqués :

La grille tarifaire du tarif ATRD non-péréqué d'une nouvelle concession évolue mécaniquement au 1er juillet de chaque année par l'application, à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 30 juin, d'un pourcentage de variation composé d'indices issus d'un panier d'indices d'évolution commun à tous les GRD. Par ailleurs, la première évolution tarifaire ne peut intervenir moins d'un an après l'entrée en vigueur du tarif ATRD non péréqué.

► Un panier commun d'indices d'évolution :

La formule d'évolution annuelle des tarifs non péréqués est négociée entre les GRD et les autorités concédantes et doit être composée des familles d'indices suivantes :

- un indice représentatif de la maîtrise des coûts d'acheminement sur le réseau du GRD en charge de la nouvelle concession ;
- un indice représentatif de l'évolution des coûts d'acheminement sur le réseau du GRD amont ;

- un indice représentatif du coût du travail et de la main d'œuvre ;
- un indice représentatif des coûts de la construction du réseau de la nouvelle concession ;
- un indice représentatif des coûts des services liés à l'exploitation du réseau de la nouvelle concession.

► **Une prise en compte des évolutions de la structure de la grille tarifaire de référence :**

Le tarif ATRD non-péréqué prend en compte toute modification de structure de la grille tarifaire de référence, dès son entrée en vigueur, dans le respect de la règle d'application d'un coefficient multiplicateur unique à l'ensemble des termes de la nouvelle grille de référence.

Dans l'hypothèse d'une mise en concurrence du délégataire sur la base notamment de ses propositions tarifaires, un affichage *a priori* des conditions d'accès aux aides du ou des fonds nationaux de péréquation serait à prévoir de façon à ce que les propositions tarifaires des candidats à la DSP puissent en tenir compte.

Par ailleurs, une mise en concurrence sur le tarif serait indissolublement liée à la mise en œuvre de critères complémentaires de qualité de l'électricité et des services associés, de façon à ce que la concurrence porte bien sur un rapport qualité-prix, et non uniquement sur un niveau tarifaire.

b. L'hypothèse d'une mise en concurrence sur d'autres critères à caractère financier

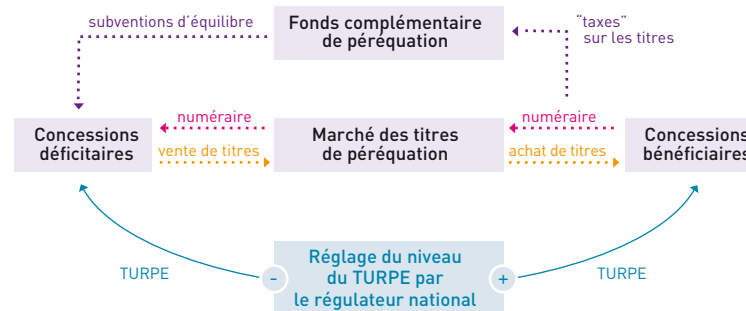
A contrario, s'il était jugé inopportun de remettre en cause l'unicité nationale du tarif d'utilisation des réseaux de distribution, le critère financier d'évaluation des offres pourrait alors reposer sur la minimisation du besoin prévisionnel de financement (pour les concessions structurellement déficitaires) ou sur la maximisation de la capacité prévisionnelle de financement (pour les concessions excédentaires).

Par exemple, la loi pourrait imposer parmi les critères de sélection un critère obligatoire relatif à la maximisation de l'achat ou à la

minimisation de la vente de titres de « péréquation-énergie », qui pourrait fonctionner ainsi :

LA PÉRÉQUATION

La péréquation dans un système de concessions ouvertes à la concurrence avec tarif national unique : **l'hypothèse d'un marché de la péréquation.**



► au moment de la mise en concurrence, compte tenu du niveau du tarif d'utilisation des réseaux et des coûts prévisionnels, chaque candidat dégageant un excédent prévisionnel (pour les DSP à dominante urbaine) assortirait sa proposition d'une offre d'achat annuel d'une certaine quantité de titres « cohésion énergie » exprimés en kWh, la valeur nominale d'un titre résultant *a priori* (« *ex ante* ») du produit entre son nombre facial de kWh et le TURPE moyen par kWh ; inversement, chaque candidat dégageant un déficit prévisionnel (DSP à dominante rurale) assortirait sa proposition d'une offre de vente annuelle de titres « cohésion énergie » ;

► la loi définirait la pondération à donner au critère « engagements de vente ou d'achats de titres « cohésion énergie » » par rapport aux autres critères ; ce critère serait obligatoirement examiné après les autres (système à plusieurs enveloppes ouvertes successivement), de façon à éviter que le classement sur des critères plus subjectifs définis localement soit biaisé par la volonté de surcompenser les effets du critère « cohésion territoriale » ; sous l'effet de la concurrence, ce critère « cohésion énergie », fonctionnerait dans le sens de

la maximisation des achats de titres ou de la minimisation des ventes de titres ;

- ▶ le candidat attributaire devrait s'acquitter, après signature du contrat de DSP, des engagements pris en matière de titres « cohésion-énergie », en achetant ou en émettant (pour les vendre) les titres prévus sur le marché qui serait géré par un organisme tel que la CRE.

Bien évidemment, dans un tel schéma, il serait fort peu probable que sur ce marché le nombre de kWh vendu soit, sur la base d'un TURPE moyen, d'emblée équivalent au nombre de kWh achetés. L'équilibrage pourrait se réaliser de diverses manières :

- ▶ Par la variation du prix du kWh péréqué sur le marché des titres « cohésion énergie » : ce prix du kWh péréqué oscillerait autour du niveau du TURPE moyen. Dans le cas probable d'un rationnement de la péréquation (plus de vendeurs que d'acheteurs de titres), le prix du kWh péréqué tomberait en dessous du TURPE ; toutefois la chute serait maîtrisée, la demande de titres demeurant soutenue par l'effet normal de la concurrence sur l'attribution des DSP de distribution (puisque une position compétitive supposerait une demande élevée de titres, à condition évidemment que cette concurrence fonctionne correctement, sans entente). Ce pur mécanisme de marché laisserait néanmoins subsister par nature un aléa économique pour les opérateurs déficitaires, certes conforme à la définition de la DSP (qui doit se faire aux frais et risques de l'opérateur), mais de nature toutefois à rendre les flux de péréquation éventuellement insuffisants pour faire face aux besoins de qualité dans les zones rurales. Dans ce cas, le marché devrait être complété par un deuxième mécanisme, tel qu'exposé ci-après ;
- ▶ Un arbitrage complémentaire entre la taxation des titres et le relèvement du TURPE : l'instance compétente pour le pilotage du dispositif pourrait, en cas de constatation d'un déséquilibre grave du marché de la péréquation, au choix, soit mettre en œuvre une « taxation » sur les titres achetés, cette « taxe » alimentant un fonds de péréquation permettant d'abonder par des subventions complémentaires les GRD déficitaires, soit relever le niveau du TURPE (les contrats de DSP devraient prévoir alors la modification concomitante des engagements d'achat ou de ventes de titres) de façon à augmenter

les excédents et/ou diminuer les déficits des DSP de distribution par rapport aux anticipations initiales.

En supposant que la CRE soit l'organisme chargé du réglage du système, un tel dispositif permettrait de mettre en place des rétroactions « vertueuses » entre les charges de péréquation et la volonté de minimiser le TURPE. L'état du marché des titres de « cohésion-énergie » donnerait à la CRE des signaux présumés « vertueux » (puisque issus d'un marché) sur les besoins en termes de péréquation. Sur cette base et en cas de déséquilibre, la CRE arbitrerait entre le financement du rétablissement d'une bonne péréquation par l'utilisateur ou par les opérateurs.

Par ailleurs, le TURPE demeurerait unique sur le territoire national, sans que cela ne porte préjudice à la possibilité pour les autorités concédantes de se charger de la mise en concurrence de leurs GRD.

La complexité d'un tel système illustre bien la nécessité de cantonner l'hypothèse de l'ouverture à la concurrence dans un statut de solution ultime imposée par des contraintes économiques ou juridiques de force majeure.

II. Péréquation et taille des concessions

Si la France ne comprenait qu'une seule et unique concession nationale, il n'y aurait plus à prévoir de dispositif externe de péréquation. En effet celle-ci serait internalisée dans le fonctionnement même de ladite concession. Cette hypothèse montre que la taille des concessions a un impact certain sur le besoin de péréquation : le volume de la péréquation nationale diminue lorsque la taille des concessions augmente. Dans une concession couvrant un large périmètre géographique, la probabilité que les zones de faible rentabilité voisinent avec des zones de rentabilité élevée est bien entendu plus élevée que dans une concession de petite taille.

Il s'agit donc de déterminer l'objectif de taille des concessions optimisant le compromis entre le maintien d'une véritable proximité et la maîtrise du volume de la péréquation nationale. L'enjeu est de maximiser la probabilité d'un foisonnement suffisant entre zones rentables

et zones non rentables pour garantir un équilibre suffisant et éviter de recourir à la péréquation nationale. Ces contraintes technico-économiques conduisent à penser qu'il faudrait fixer la taille des concessions ouvertes à la concurrence à une maille interdépartementale pour préserver une péréquation de premier niveau et éviter l'écrémage des concessions (urbaines) les plus rentables par les opérateurs.

Lors des débats présidant à la loi du 8 avril 1946, la possibilité de confier la gestion des réseaux de distribution d'électricité à des établissements publics de taille régionale avait été envisagée. Il était même prévu de les baptiser « EDF-région ... »

En tout état de cause, dans un paysage concurrentiel, le statut juridique des fonds nationaux (FACE et FPE) devrait évoluer vers une indépendance complète vis-à-vis du groupe EDF.

« À cet effet, la FNCCR propose de réformer le Facé pour en faire un établissement public à caractère administratif doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Le FACE concourrait ainsi à l'égal accès aux réseaux de distribution publique d'électricité,

« À cet effet, la FNCCR propose de réformer le Facé pour en faire un établissement public à caractère administratif doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. »

par le financement des surcoûts des travaux de développement et d'amélioration nécessaires ainsi que d'installations de production de proximité et d'actions de maîtrise de la demande. Le FACE serait dirigé par un conseil d'administration composé de représentants des AOD, des gestionnaires de réseaux, de l'État. Les contributions des GRD seraient proportionnelles à la quantité d'énergie, exprimée en kWh, acheminée sur la partie en basse tension des réseaux de distribution d'électricité qu'ils exploitent. »

Un texte plus détaillé de cette proposition se trouve en annexe 3 (Réforme du Facé, avant-projet de disposition législative à insérer dans le code général des collectivités territoriales).

C. PRÉSERVER LES SERVICES PUBLICS LOCAUX DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

L'ouverture à la concurrence de la gestion des réseaux de distribution conduirait presque inmanquablement au découplage entre les services publics locaux d'acheminement et ceux de fourniture. Or, ceux-ci relèvent actuellement des mêmes concessions de distribution. Mais il serait impossible de continuer à lier leur sort dès lors que l'un de ces services publics relèverait de la concurrence et que l'autre serait maintenu dans le champ du monopole.

I. L'électricité, un produit « atypique »

a. Un bien de première nécessité distribué en réseau....

Comme l'eau, l'électricité est un bien de première nécessité distribué par un réseau unique dont les consommateurs sont des « clients captifs ». La bonne distribution de l'électricité est un enjeu pour l'ordre public local dont le maire est, juridiquement, et même spontanément, le garant. Cet impératif de continuité de l'alimentation en électricité conduit à caler la sécurisation du système électrique, non sur les situations normales d'exploitation, mais bien sur la capacité de traitement des situations dégradées et des circonstances de crise (telles que les tempêtes de décembre 1999 ou de janvier 2009). Or, dans de telles situations, ce sont les autorités locales (préfet, maire, président d'intercommunalité) qui sont sollicitées en premier lieu pour gérer la crise.

Formation des travailleurs sociaux

Dans la Loire (Syndicat d'énergie de la Loire), le Calvados (SDEC Energie), ou en Ile-de-France (Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication), les AOD organisent des sessions de formation sur le thème de l'énergie, à l'intention des travailleurs sociaux et des associations de consommateurs. Outre les aspects curatifs (FSL, tarifs sociaux), il s'agit de favoriser une logique préventive, notamment par l'appréhension des enjeux de précarité énergétique et la connaissance des outils permettant de mieux gérer sa facture. Dans l'Aube, le syndicat départemental d'énergie (SDEA) a réalisé un audit pour déterminer les causes de dysfonctionnements du tarif social d'électricité : principes d'attribution, décalage entre le nombre d'ayants droit et de bénéficiaires. À la suite de cet audit, un plan d'action pour optimiser le processus d'attribution sera lancé avec l'ensemble des partenaires concernés. Dans l'Eure-et-Loir, un audit similaire est en cours.

b. ... dont la demande est très faiblement élastique par rapport au prix

Énergie sans substitut dans de nombreux usages, l'électricité satisfait à un besoin fondamental d'énergie. Son niveau est réglé principalement par l'état de la technique et le niveau de développement économique et social. La demande électrique est donc très faiblement élastique au prix dans le court terme. Dans un marché libéralisé, dès qu'apparaît un déséquilibre conjoncturel entre l'offre et la demande, il en résulte une forte instabilité des prix.

c. L'électricité est un bien actuellement non stockable

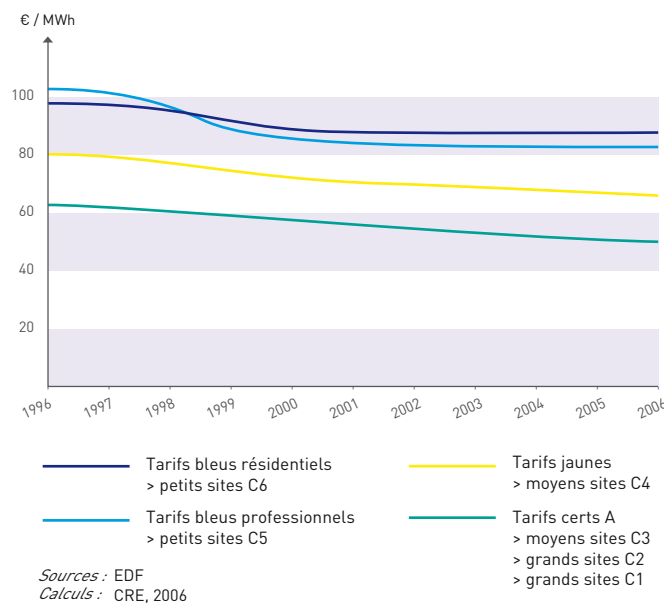
Contrairement à d'autres matières premières, il n'est pas encore possible de stocker l'électricité à un niveau industriel (mis à part le cas des barrages hydroélectriques). Les déséquilibres offre/demande – induisant l'instabilité des cours – sont sans équivalent par rapport à l'ensemble des autres biens et services.

d. Le « panier énergétique » français est modifié par l'ouverture

Un écart important tend à apparaître entre le prix d'équilibre européen, qui incorpore une forte proportion d'électricité d'origine thermique classique (d'autant plus chère qu'elle est désormais grevée du coût des permis d'émission de CO₂), et sur lequel toute surcapacité semble avoir disparu, et le prix plus bas que l'importance du parc nucléaire français (environ 80 % de la production française d'électricité) permettrait théoriquement de maintenir sur un marché hexagonal fermé. Le basculement du monopole légal au marché européen engendre de façon quasi-mécanique un phénomène d'augmentation des coûts et des prix de l'électricité en France. La sensibilité du prix de l'électricité thermique classique aux cours des hydrocarbures fait d'ailleurs anticiper une aggravation de ces tendances haussières pour les prochaines années.

ÉVOLUTION DU TARIF RÉGLEMENTÉ EN € COURANTS hors taxes (taxes sociales, CSPE, TVA)

Les tarifs réglementés de vente d'électricité ont été en baisse quasi continue depuis 10 ans.



GRAND SITE INDUSTRIEL-TYPE AU TARIF VERT prix hors taxes en € courants au 1^{er} janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE

Pour les clients industriels, l'écart entre prix de marché et tarifs réglementés s'est inversé depuis 2004



Sources : CRE, avril 2006

e. Fortes incertitudes (craintes) sur l'évolution du rapport qualité/prix de l'électricité

La qualité doit ici s'entendre non seulement au sens de la qualité physique, mais aussi de la qualité des services qui accompagne la prestation commerciale. Il est en effet à redouter que, pour tenter de limiter les hausses de prix, les fournisseurs d'électricité recherchent des économies rétroagissant sur le niveau des prestations. Le régulateur, quant à lui, pourrait céder à la tentation de modérer excessivement ces tarifs, et donc de rationner le niveau de ressources disponibles

pour le financement des travaux de développement, d'entretien et de renouvellement des réseaux.

« Pour tenter de limiter les hausses de prix, les fournisseurs d'électricité pourraient rechercher des économies rétroagissant sur le niveau des prestations. »

f. La nécessité d'un premier niveau de régulation publique

La combinaison redoutable d'instabilité extraordinaire des cours et de tendances haussières serait insupportable économiquement et socialement. Une intervention publique visant à l'amortir, par la réglementation des prix et/ou par la sécurisation physique de l'approvisionnement électrique, est incontournable. Sur ce point, la défense des intérêts des populations locales impose aux collectivités territoriales de s'assurer que leurs citoyens-consommateurs sont bien protégés contre ce risque d'évolutions pernicieuses du prix et de la qualité de l'électricité.

« Rien de nouveau pour l'UFC-Que Choisir, qui enregistre une augmentation spectaculaire des réclamations concernant les factures de gaz et d'électricité depuis l'ouverture du secteur de l'énergie à la concurrence en 2007. Mais le rapport annuel du médiateur national de l'énergie, présenté fin mai, confirme la dégradation des relations entre les fournisseurs et les usagers. Les litiges ont fortement augmenté en 2010 : + 25 %, alors que le nombre de plaintes avait déjà explosé en 2009. GDF Suez concentre 43 % des litiges, devant EDF avec 38 %, Direct Energie 12 % et Poweo 4 %. Les surestimations de factures et les surfacturations lors des résiliations de contrat sont récurrentes. En 2010, le médiateur a multiplié les recommandations aux fournisseurs ainsi qu'à ERDF et GRDF, gestionnaires des réseaux : 802, trois fois plus qu'en 2009. C'est utile pour les plaignants mais insuffisant pour protéger tous les usagers concernés, d'autant qu'aucun opérateur n'applique la totalité des recommandations qui lui sont faites. ». Que Choisir, n°494, juillet-août 2011.

II. Quelles missions et quelle forme faudra-t-il donner à l'avenir aux services publics locaux de fourniture d'électricité ?

Dans l'hypothèse du changement d'opérateur public ou du basculement dans la concurrence, le découplage entre l'acheminement et la fourniture serait inévitable. Il serait alors nécessaire de modifier en profondeur le cadre juridique des services publics locaux de fourniture d'électricité.

Deux pistes peuvent être ici évoquées :

- ▶ le maintien des services publics locaux de fourniture au tarif réglementé de vente, mais dans le cadre d'un contrat de concession ou d'une gestion en régie (ou quasi-régie) découplés de l'acheminement et prenant en charge la fourniture de dernier recours, au sens du service universel de l'électricité ;
- ▶ la liberté de créer localement des services publics de fourniture exerçant leur activité dans les conditions du droit commun (liberté du commerce et de l'industrie), notamment pour les consommateurs ne bénéficiant plus des tarifs réglementés de vente (plus de 36 KVA).

ConsoFrance¹⁶ soucieuse de la défense des intérêts des consommateurs et des familles qu'elle représente, sera très vigilante quant aux évolutions du secteur de l'énergie qui constitue un bien de première nécessité, elle ne saurait accepter que les lois des marchés régissent les missions de service public auxquelles elle est profondément attachée. Communiqué de presse de ConsoFrance (27 septembre 2009), Les Consommateurs d'électricité seront-ils livrés aux lois du marché ? [Extrait].

16. ConsoFrance est une coordination d'associations de défense des consommateurs qui regroupe l'Association de défense, d'éducation et d'information du consommateur (ADEIC), l'Association force ouvrière consommateurs (AFOC), l'Association Léo Lagrange pour la défense des consommateurs (ALLDC), l'Association pour l'information et la défense des consommateurs CFDT (ASSECO-CFDT), le Conseil national des associations familiales laïques (CNAPAL), la Confédération nationale du logement (CNL), la Fédération nationale des associations d'usagers des transports (FNAUT) et l'Association pour l'information et la défense des consommateurs salariés (INDECOSA-CGT).



a. Le maintien des services publics locaux de fourniture au tarif réglementé de vente

Par cohérence avec la liberté de choix de l'opérateur public chargé de l'acheminement, la gestion des services publics de fourniture au tarif réglementé de vente ne pourrait plus se concevoir dans le cadre du couplage avec l'acheminement. Rien n'interdirait par exemple à une AOD ayant opté pour la régie en matière d'acheminement de maintenir la concession pour la fourniture à EDF.

Pour autant que la fourniture au tarif réglementé de vente demeure assignée aux seuls opérateurs publics. Il serait donc logique de retenir dans ce domaine la même solution que pour l'acheminement : liberté de choix entre un opérateur historique ou une nouvelle régie (ou SPL ou SEML). Toutefois, il serait opportun de veiller à ce que l'AOD ne soit pas elle-même opératrice simultanément pour l'acheminement et pour la fourniture d'électricité, ce qui pourrait convenir à l'obligation de séparation¹⁷. Il en résulterait donc qu'une AOD exploitant son réseau de distribution en régie ou en SPL devrait de préférence déléguer la

17. Cf. considérant 11 de la directive 2009/77/CE du 13 juillet 2009 réaffirmant l'intérêt de l'indépendance du gestionnaire de réseau vis-à-vis des structures de fourniture et de production.

gestion du service public de fourniture à un tiers indépendant (et réciproquement).

b. Service public universel et services publics locaux de fourniture – Garantir aux consommateurs un niveau de protection élevé

Si la protection des consommateurs constitue, depuis la directive de juin 2003, un objectif prioritaire au niveau communautaire, c'est également parce que cet objectif contribue à améliorer le fonctionnement du marché intérieur et à stimuler la concurrence. À cette fin, pour la Commission européenne, les consommateurs doivent pouvoir changer régulièrement de fournisseurs, lorsqu'ils estiment avoir intérêt à le faire. Pour qu'ils y soient incités, une telle opération doit pouvoir être effectuée le plus simplement, le plus rapidement et pour un coût le plus bas possible. Bref, pour que le marché fonctionne dans des conditions satisfaisantes, la Commission européenne souligne que les consommateurs doivent être correctement informés et rassurés sur la nature et l'ampleur des changements, qu'ils doivent pouvoir s'approprier sans que cela ne soit trop compliqué.

À cet effet, la directive oblige les États membres à prendre des mesures adéquates, afin de garantir aux consommateurs un niveau élevé de service public. Ces mesures s'imposent aux opérateurs sous la forme d'obligations de service public ou de service universel. Leur réalisation et leur financement, ainsi que de désignation des opérateurs chargés de leur accomplissement, doivent être transparents et non discriminatoires.

La directive sur l'électricité prévoit également :

- ▶ qu'il est important que les exigences relatives au service public puissent être interprétées sur une base nationale, compte tenu des conditions nationales et dans le respect du droit communautaire ;
- ▶ que les mesures prises pour protéger les consommateurs finals peuvent différer selon qu'elles s'adressent aux ménages ou aux petites et moyennes entreprises.

c. Le service universel

En droit communautaire, la notion de service universel représente le service minimum que les consommateurs sont en droit d'attendre d'une activité soumise aux lois du marché, mais qui, en raison de sa nature particulière, ne peut être régie exclusivement par ces lois. Puisqu'il s'agit d'un service minimum, les États membres peuvent le compléter en imposant aux opérateurs des obligations de service public.

Dans le secteur de l'électricité, les États membres doivent veiller à ce que tous les consommateurs résidentiels au moins bénéficient du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés en électricité, d'une qualité bien définie et à des prix raisonnables. Les États membres peuvent en outre décider d'étendre l'application de ce service universel aux petites entreprises de moins de 50 salariés dont le chiffre d'affaire est inférieur à 10 millions d'euros.

Article 3 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 (paragraphe 3)

Les États membres veillent à ce que tous les clients résidentiels et, lorsqu'ils le jugent approprié, les petites entreprises (à savoir les entreprises employant moins de 50 personnes et dont le chiffre d'affaires ou le bilan annuel n'excède pas 10 000 000 EUR) aient le droit de bénéficier du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité définie, et ce à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables, transparents et non discriminatoires. Pour assurer la fourniture d'un service universel, les États membres peuvent désigner un fournisseur de dernier recours. Les États membres imposent aux entreprises de distribution l'obligation de raccorder les clients à leur réseau aux conditions et tarifs fixés conformément à la procédure définie à l'article 37, paragraphe 6. Rien dans la présente directive n'empêche les États membres de renforcer la position sur le marché des consommateurs résidentiels ainsi que des petits et moyens consommateurs en promouvant les possibilités de regroupement volontaire en vue de la représentation de cette catégorie de consommateurs.

Au vu de ce qui précède, le service universel de l'électricité possède donc trois composantes :

- ▶ le droit d'être approvisionné ou droit d'accès (universalité de la desserte) ;
- ▶ le droit de bénéficier d'une électricité d'une qualité bien définie ;
- ▶ le droit à une fourniture pour un prix raisonnable, aisément et clairement comparable et transparent.

Pour assurer la fourniture d'un service universel, les États membres peuvent désigner un fournisseur de dernier recours. Il serait dès lors concevable de faire des services publics locaux de fourniture d'électricité au tarif réglementé les fournisseurs de dernier recours au sens de la directive 2009/72/CE.

S'il paraît probable que l'évolution juridique conduite à un découplage entre les services publics locaux d'acheminement et les services publics locaux de fourniture au tarif réglementé de vente, il est toutefois indispensable de préserver l'existence de ces services publics locaux de fourniture, en en faisant les fournisseurs de dernier recours chargés de garantir le bénéfice du service universel aux consommateurs résidentiels, voire aux PME remplissant les conditions de chiffre d'affaires et d'effectif prévues par la directive.

Rappelons que la loi NOME a supprimé les tarifs réglementés de vente à compter de 2016 pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 KVA. Ne serait-il pas opportun de créer un cadre facultatif de service public local en concurrence pour ces clients ? Leur comportement manifeste en effet un profond attachement aux tarifs réglementés de vente, comme le montre régulièrement l'observatoire des marchés de la CRE¹⁸.

18. Ainsi, pour le 2^e trimestre 2011, sur un total de 4 807 000 sites non résidentiels, 4 202 000 étaient concernés par un abonnement au tarif réglementé (bleu, jaune ou vert), 705 000 seulement par un abonnement sur offre de marché (dont 7 220 au tarif transitoire d'ajustement de marché).

« La loi NOME a supprimé les tarifs réglementés de vente à compter de 2016 pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 KVA. »

d. La piste des services publics locaux de fourniture d'électricité à création facultative / La coexistence d'un secteur public à dimension locale et d'un marché privé peut être observée dans différents domaines

Qu'une activité soit concurrentielle n'empêche la coexistence entre un secteur public et un secteur privé. Tel est le cas par exemple dans le domaine de l'éducation (éducation nationale, enseignement privé sous contrat d'association et hors contrat), dans celui de l'hospitalisation (hôpitaux publics, hôpitaux et cliniques privées) ou encore dans celui des services funéraires (les opérateurs privés agréés exercent librement leur activité sous le contrôle du Conseil national des opérations funéraires, les communes et leurs groupements ne disposent d'aucun monopole mais peuvent néanmoins exploiter des services funéraires en régie ou en délégation de service public).

e. La liberté de création de services publics locaux de fourniture d'électricité devrait par analogie être autorisée

Les autorités organisatrices qui le souhaitent devraient pouvoir librement créer (ou maintenir pour celles qui avaient constitué un distributeur non nationalisé) un service public de fourniture d'électricité en concurrence avec les opérateurs du marché, sous forme de régie ou de société publique locale ou en délégation de service public.

L'égalité de traitement entre les collectivités ayant constitué une ELD (telles que Strasbourg, Grenoble, Metz, les syndicats de la Vienne, des Deux-Sèvres et du Pays Chartrain...), dont il paraît peu vraisemblable que l'activité de fourniture soit contestée, et les autres autorités organisatrices, pourrait d'ailleurs être utilisée comme argument juridique pour aller dans ce sens.

Bien entendu, les autorités organisatrices qui feraient le choix de créer de tels services publics facultatifs de fourniture d'électricité devraient assumer, directement ou indirectement, un risque d'entreprise non négligeable. Le « sourcing », i.e. l'approvisionnement en amont à des conditions économiques compatibles avec le niveau des tarifs de détail praticables localement, sera dans un tel contexte un élément essentiel de l'équilibre économique du service. D'autant plus que, dans un cadre de liberté généralisée de création de services publics locaux de fourniture, le tarif de cession dont bénéficient les ELD ne pourra probablement pas être maintenu. L'accès régulé à l'électricité nucléaire, que la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a mis en place, mais aussi la sécurisation de la filière d'approvisionnement grâce à l'entrée de la régie, de la SPL ou du délégataire de fourniture dans des consortium d'actionnaires de grandes centrales de production (y compris nucléaires) ou encore la création de centrales d'achat avec d'autres services publics locaux de fourniture seront autant de solutions envisageables.



CONCLUSION

Profondément attachées à la préservation d'une véritable péréquation du rapport qualité-prix de l'électricité, les autorités organisatrices de la distribution d'électricité représentées par la FNCCR ne sont pas favorables à une ouverture à la concurrence de la gestion des concessions qui se heurterait à la très grande difficulté de concilier la sélection sur performance des opérateurs avec la prise en considération des déficits ou des excédents structurels des territoires. Toutefois, le modèle monopolistique de la distribution d'électricité connaît actuellement une crise profonde. L'échec de la péréquation par creusement de la fracture électrique et la multiplication des « abus de monopole » en sont des symptômes caractéristiques. L'effondrement du rapport qualité/prix de l'électricité distribuée par ERDF, les comportements trop souvent inacceptables des représentants d'ERDF dans leur relation avec leur autorité concédante sont autant de signaux d'alarme qui coïncident avec une évolution du droit, de la jurisprudence européenne et de la doctrine rendant plausible à terme le basculement vers la concurrence.

« Le modèle monopolistique de la distribution d'électricité connaît actuellement une crise profonde. »

Le maintien de l'exclusivité de la gestion publique en ce qui concerne la distribution d'électricité ne sera dans ces conditions acceptable que sous réserve d'une réforme ambitieuse donnant aux autorités organisatrices les moyens d'exercer efficacement leurs missions de régulateurs locaux. Il faudra pour cela les doter d'une palette d'outils de réglage gradué allant de l'incitation à la coercition. Cette réforme suppose de redonner une réalité à une gestion par objectifs reposant sur des engagements clairs du concessionnaire. Dans ce contexte, il sera nécessaire de réaliser régulièrement un inventaire national des besoins d'investissement sur les réseaux de distribution d'électricité. Cela mettrait la CRE face à ses responsabilités au moment d'arbitrer sur les ressources tarifaires allouées aux réseaux. Cette mesure – dont un article de la loi NOME est peut-être annonciateur – pourrait être complétée par un

encadrement national plus ambitieux de la qualité, assorti de l'attribution aux autorités organisatrices d'un pouvoir de sanction financière en cas de non qualité.

Gages de progrès, une consolidation juridique et une clarification financière des possibilités d'affermage sont attendues. Il faudra également restituer aux AOD la possibilité, strictement conditionnelle et subsidiaire, de choix entre plusieurs opérateurs publics : ERDF, ELD existante, nouvelle régie, nouvelle société publique locale, ou nouvelle société d'économie mixte constituée avec un opérateur historique. Cette option serait réservée aux situations d'échec du concessionnaire sortant, en établissant que les objectifs fixés n'ont pas été atteints. Il serait également nécessaire dans ce cas de fiabiliser le choix de l'opérateur public local entrant par la démonstration d'une garantie de performance supérieure à celle de l'opérateur sortant (gagée par un agrément national), et d'imposer aux nouveaux distributeurs publics locaux qu'ils desservent le territoire d'au moins un, voire plusieurs départements, de façon à préserver la péréquation. En d'autres termes, il s'agirait d'instaurer une réversibilité relative et conditionnelle entre ERDF et ces distributeurs publics locaux, alors qu'actuellement la possibilité de substitution fonctionne à sens unique (ERDF en lieu et place des distributeurs non nationalisés). Dans un tel scénario, l'hypothèse de la subdélégation du service public par un nouvel opérateur public local à un opérateur historique préexistant devrait d'ailleurs être examinée. Elle pourrait en effet garantir un bon équilibre entre la maîtrise du service public par l'autorité organisatrice et la mobilisation du savoir faire d'un opérateur historique sur les segments d'activité pour lesquels il serait le plus performant.

Dans l'hypothèse où l'adaptation aux besoins de notre époque de la gestion publique s'avérerait impossible ou dans celle d'une évolution du droit européen incluant la distribution d'électricité dans le champ de la future directive sur les concessions, une véritable ouverture à la concurrence de la gestion des réseaux serait probablement inéluctable. Une des principales difficultés serait alors de préserver la solidarité territoriale et la péréquation nationale, en trouvant là encore le bon équilibre entre une maille de concession suffisamment grande pour permettre de mettre en place une première péréquation locale, et un recours subsidiaire au FACE (investissement) et au FPE (exploitation).

Par ailleurs, la liberté de choix entre plusieurs opérateurs publics pour l'acheminement tout comme l'ouverture à la concurrence auraient pour conséquence quasi inéluctable le découplage entre les services publics locaux d'acheminement de l'électricité, et ceux de fourniture. Il serait alors nécessaire d'arbitrer sur le devenir de ces services publics de fourniture : disparition pure et simple (celle-ci amputant les pouvoirs locaux de tout un éventail d'attributions dans le domaine de l'efficacité énergétique, et supprimant un précieux outil de régulation locale de cette activité très particulière et sensible), ou maintien des services publics locaux de fourniture au tarif réglementé et du service universel dans le cadre de concessions ou régies (ou SPL ou SEML) spécifiques, assorti de la création facultative de services publics locaux, fonctionnant en concurrence avec le secteur privé, dans le respect des principes de la liberté du commerce et de l'industrie, sur la base d'offres et de prix de marché, en veillant à ne pas méconnaître la prohibition d'un cumul d'intérêts financiers dans l'activité d'acheminement et dans celle de fourniture d'électricité.

RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS DE LA FNCCR

LA FNCCR RÉAFFIRME SON ATTACHEMENT AU MODÈLE FRANÇAIS FONDÉ SUR LE MONOPOLE DE LA DISTRIBUTION, DONT LA RÉGULATION PAR LES COLLECTIVITÉS CONCÉDANTES DOIT ÊTRE NÉANMOINS RENFORCÉE.

ELLE N'EST PAS FAVORABLE À LA MISE EN CONCURRENCE DES CONCESSIONS MAIS EXAMINE LA POSSIBILITÉ DE CRÉER DES RÉGIES OU DES SOCIÉTÉS D'ÉCONOMIE MIXTES LOCALES D'ÉLECTRICITÉ, COMME OUTIL ULTIME DE PRÉSERVATION DE L'INTÉRÊT GÉNÉRAL.

Pour une adaptation au monde actuel de la gestion publique des réseaux

Dans le cadre du maintien du monopole d'ERDF, en excluant *a priori* l'ouverture à la concurrence sauf obligation juridique européenne, la régulation locale doit être renforcée sur les points suivants :

- ▶ L'obligation pour le concessionnaire de s'engager sur des objectifs de performance vis-à-vis de son autorité organisatrice ;
- ▶ Un véritable pouvoir des autorités locales sur l'élaboration et le contrôle de l'exécution des programmes d'investissement sur leurs réseaux ;
- ▶ La réaffirmation et la consolidation juridique de la possibilité pour l'AOD d'assurer la maîtrise d'ouvrage de travaux sur son réseau et de bénéficier à ce titre d'une couverture tarifaire bien identifiée par la CRE et reversée par le GRD – en particulier et en cas de carence du concessionnaire, la possibilité pour l'AOD de se substituer à lui pour la réalisation des travaux jugés nécessaires ;
- ▶ Un relèvement des seuils minimaux de qualité ;
- ▶ L'instauration effective de pénalités financières pour non qualité dans le cadre du contrôle de l'autorité organisatrice sur la bonne exécution des missions de service public ;
- ▶ La réversibilité conditionnelle et subsidiaire entre ERDF et les distributeurs publics locaux, donnant à l'échéance des concessions aux autorités organisatrices la liberté de choisir le gestionnaire du réseau parmi plusieurs opérateurs publics : ERDF, ELD existante, nouvelle régie ou nouvelle société d'économie mixte locale, sous réserve,

d'une part, d'une évaluation de l'option retenue par l'AOD et d'un agrément national de l'opérateur public choisi, d'autre part d'une taille suffisante de cet opérateur.

Pour le maintien de services publics locaux de fourniture d'électricité

- ▶ Maintien de la fourniture d'électricité au tarif réglementé dans le champ du service public organisé par les autorités organisatrices de la distribution, intégrant le service universel et la fourniture de dernier recours, mais dans le cadre de concessions ou de régies spécifiques découplées de l'acheminement, en veillant à éviter un cumul d'intérêts directs dans l'acheminement et la fourniture.
- ▶ Possibilité, pour les autorités organisatrices qui le souhaitent, de créer des services publics locaux de fourniture en dehors du périmètre d'application des tarifs réglementés nationaux (notamment pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA).

GLOSSAIRE

AOD ou **AODE** : autorités organisatrices locales de la distribution d'électricité

ATRD : accès des tiers au réseau de distribution de gaz naturel (équivalent du TURPE pour l'électricité)

ARENH : accès régulé à l'électricité nucléaire historique

BAR : base d'actif régulée

CJCE (CJUE) Cour de Justice des Communautés européennes, désormais Cour de Justice de l'Union européenne

CRCP : compte de régularisation des charges et des produits

CRE : Commission de régulation de l'énergie

DP : distribution publique

ELD : entreprise locale de distribution

EPIC : Etablissement public industriel et commercial

ERDF : Electricité réseau distribution France

FACE : Fonds d'amortissement des charges d'électricité

FNCCR : Fédération nationale des collectivités concédantes et régies

FPE : Fonds de péréquation de l'électricité

FSL : Fonds de solidarité logement

GRD : gestionnaire du réseau de distribution

GRDF : Gaz réseau distribution France

IEG : (personnel des) industries électriques et gazières

(Loi) **NOME** : Loi portant Nouvelle organisation du marché de l'électricité

RTE : Réseau de transport électricité

SEM : Société d'économie mixte

SICAE : Société d'intérêt collectif agricole d'électricité

SIG : Service d'information géographique

SPL : Service public local

TURPE : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

ANNEXE 1

Liste des personnes auditionnées

La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) remercie vivement les personnes auditionnées de la contribution qu'elles ont apportée aux travaux du Comité de rédaction du présent « Livre blanc ».

Cabinet Michel KLOPPER

M. Christian ESCALLIER, Directeur général

Comité de liaison des énergies renouvelables (CLER)

M. Didier LENOIR, Vice-Président

M. Raphaël CLAUSTRE, Directeur

Commission de régulation de l'énergie (CRE)

M. Philippe de LADOUCKETTE, Président

M. Michel THIOILLIERE, Commissaire

Mme Christine LE BIHAN-GRAL, Directeur général

Mme Cécile GEORGE, Directrice de l'accès aux réseaux électriques

Anne MONTEIL, Directrice des relations institutionnelles et de la communication

M. Didier LAFAILLE, Chef du département technique

Confédération européenne des entreprises locales d'énergie (CEDEC)

M. Gert de BLOCK, Secrétaire général

EDF

M. Cédric LEWANDOWSKI, Directeur de la division Collectivités territoriales

M. Marc ALDEBERT, Directeur du Service national consommateurs

M. Pierre GUELMAN, Directeur concessions, partenariats, communication

M. Christophe CHOKOMIAN, Attaché Concession au sein de la Division Collectivités territoriales

ERDF

Mme Michèle BELLON, Présidente du Directoire

M. Jean-Claude MILLIEN, Directeur des opérations d'Ile-de-France

Direct Energie

M. Fabien CHONE, Directeur général délégué

Groupement des Industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés (GIMELEC)

M. Hugues VERITE, Délégué aux relations institutionnelles

M. Nadi ASSAF, délégué en charge des réseaux et de l'énergie

M. Claude GRAFF, Président de la plateforme " Réseaux Électriques Intelligents –smarts grids", Conseiller spécial au sein de Schneider Electric Industries

M. Laurent SCHMIDT, Vice Président smarts grids solutions chez Alstom Grids

Syndicat des entreprises de génie électrique et climatique (SERCE)

M. Bernard VADON, Président

Mme Anne VALACHS, Directeur général

M. Jacques FILLoux, Responsable des Affaires techniques

Union française de l'électricité

M. Jean-François RAUX, Conseiller du Président

Mme Audrey ZERMATI, Déléguée générale adjointe

Université de Paris I – Panthéon-Sorbonne

Mme Sophie NICINSKI, Professeur

Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG)

M Gérard LEFRANC, Président

M. Guillaume TABOURDEAU, Délégué général

ANNEXE 2

Réforme du Facé :

avant-projet de disposition législative à insérer dans le code général des collectivités territoriales

« I – Le septième alinéa du 1 de l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales est remplacé par quatorze alinéas ainsi rédigés :

«Le Fonds d'amortissement des charges d'électrification est un établissement public à caractère administratif doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Son objet est de concourir à l'égal accès aux réseaux de distribution publique d'électricité, par le financement des surcoûts des travaux de développement et d'amélioration de la partie de ces réseaux se situant sur les zones rurales du territoire de chacune des autorités organisatrices sus-mentionnées, ainsi que par le financement d'installations de production de proximité d'électricité et d'actions améliorant la maîtrise de la demande d'énergie.

Il est dirigé par un conseil d'administration composé :

- d'un président nommé par décret ;
- de x représentants des autorités organisatrices de réseaux de distribution d'électricité ;
- de y représentants des gestionnaires de ces réseaux ;
- de z représentants de l'État.

Les ressources de l'établissement sont constituées par :

- les contributions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité
- les dons et legs.
- les subventions qui lui sont accordées.
- les produits divers.

La contribution d'un gestionnaire de réseau est proportionnelle à la quantité d'énergie, exprimée en kWh, acheminée sur la partie en basse tension du réseau de distribution d'électricité qui lui est confié. Les taux afférents aux contributions des gestionnaires de réseau sont fixés

par le Conseil d'administration dans les limites fixées par décret, les taux afférents aux quantités d'énergie acheminées sur la partie rurale de chacun des réseaux de distribution ne pouvant excéder le cinquième des taux afférents aux quantités d'énergie acheminées sur la partie urbaine de ces réseaux.

Les aides sont accordées par le Fonds d'amortissement des charges d'électrification, dans les conditions fixées par son Conseil d'administration, aux autorités organisatrices mentionnées au IV de l'article L.2224-31 sus-mentionné assurant la maîtrise d'ouvrage de travaux sur leurs réseaux publics de distribution d'énergie électrique, ainsi que celle d'installations de production de proximité mentionnées à l'article L.2224-33 et celle de travaux sur les autres éléments patrimoniaux mentionnés par l'article L.2224-34 du présent code, dans les conditions fixées par cet article.

Les aides accordées aux autorités organisatrices ayant la nature d'autorité organisatrice unique au sens du IV du présent article font l'objet de majorations dans les conditions fixées par le Conseil d'administration du Fonds d'amortissement des charges d'électrification.

II – L'article L.3232-2 du code général des collectivités territoriales est abrogé.

III – Les modalités d'application du présent article sont fixées par décret en Conseil d'État. »

ANNEXE 3

Organisation du système électrique

Le secteur de l'électricité comprend quatre types d'activité.

La production

La production d'électricité est assurée par des centrales électriques nucléaires ou à charbon, mais aussi les fermes éoliennes, les barrages hydrauliques ou les panneaux solaires.

Le transport

Le transport d'électricité est assuré par RTE, filiale d'EDF, sur des réseaux à très haute tension (plus de 50.000 volts).

La distribution

La distribution d'électricité est un service public communal ou intercommunal. Il est assuré directement par les collectivités (avec une entreprise locale de distribution de type régie, SEM, SICAE...), soit par ERDF, concessionnaire désigné pour la majeure partie du territoire. Les réseaux (moins de 50 000 volts) appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements, autorités organisatrices de la distribution commune, compteurs inclus.

La fourniture

C'est l'activité commerciale de vente de l'électricité. Les fournisseurs peuvent aussi vendre des services associés (suivi de la consommation, assurances diverses...). On distingue le service public (avec les tarifs réglementés) du secteur concurrentiel (offres à prix de marché).

Les acteurs

L'État

Il détermine la politique nationale à long terme, notamment pour les questions de sécurité d'approvisionnement via la programmation pluriannuelle des investissements. Il fixe aussi les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité.

Les AOD, collectivités territoriales, autorités organisatrices de la distribution

Communes, syndicats de communes ou départements (Loiret et Sarthe), les AOD possèdent les réseaux de distribution et organisent le service public local de l'énergie. Ce service public comprend la distribution (activité réseau) et la fourniture (activité commerciale) qui couvre notamment le tarif réglementé de vente (TRV) et le tarif de première nécessité (TPN). Elles sont garantes de la protection des petits consommateurs. Ce sont elles aussi qui suivent les dossiers de personnes en difficulté et parfois les aident pour le paiement de leur facture.

La Commission de régulation de l'énergie

Cet organisme veille au bon fonctionnement du marché de l'énergie, notamment pour s'assurer que les règles de concurrence y sont respectées. Elle est en charge de l'élaboration du TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité).klk

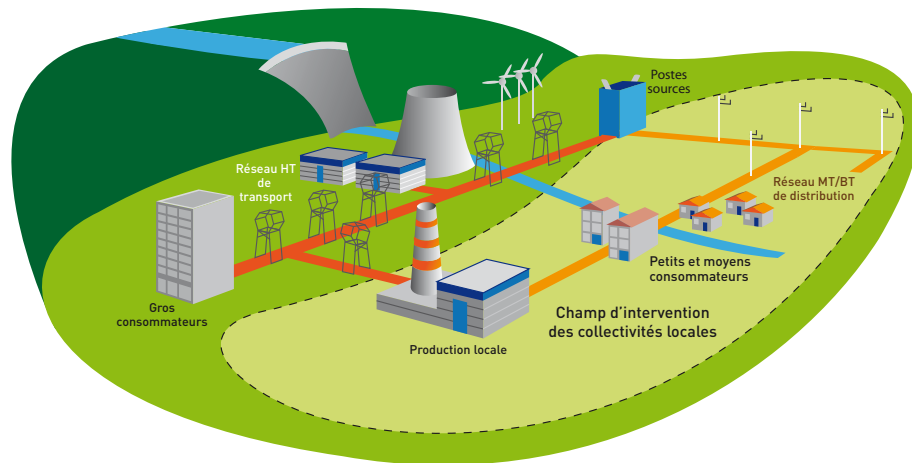


TABLE DES MATIÈRES

CHAPITRE 1

LES TEMPS CHANGENT *UN PEU D'HISTOIRE*..... 9

A. LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ, UN SYSTÈME DÉCENTRALISÉ..... 10

- I. Le système électrique français a été mis en place dans un cadre décentralisé avant la nationalisation de 1946..... 10
- II. La loi de 1946 ne remet pas en cause la compétence des autorités organisatrices locales de la distribution (AOD) d'électricité 10
- III. Les services publics locaux de l'électricité comprennent aujourd'hui la distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente 12
- IV. Une desserte universelle et de qualité repose sur des mécanismes efficaces de péréquation..... 13

B. UNIVERSALITÉ DE DESERTE ET PÉRÉQUATION..... 14

- I. Électricité et territoires : statistiques européennes..... 14
- II. Les fonds de péréquation, éléments de stabilité du paysage électrique..... 18

C. ET AUJOURD'HUI ? : L'ABUS DE MONOPOLE..... 20

- I. L'efficacité de la péréquation monopolistique s'est dégradée de manière considérable ces dernières années 20
- II. Le TURPE ne permet pas le redressement de la qualité..... 23
- III. Impact du changement de statut d'EDF 25

CHAPITRE 2

UN CONTEXTE INCERTAIN 31

A. ÉVOLUTIONS TECHNIQUES ET JURIDIQUES 32

- I. Une logique d'ouverture à la concurrence qui s'accroît 32
- II. Le développement d'une production décentralisée renouvelable et intermittente..... 33

III. Évolution de la réglementation, de la doctrine et de la jurisprudence en droits européen et français..... 34

a. Le droit européen applicable aux concessions 35

1. Réglementation sectorielle 36
Toutefois d'autres dispositions semblent autoriser un régime d'exception dérogatoire au droit de la concurrence. 40
2. Le droit européen des concessions 41
3. Un projet de directive consacré aux contrats de concession 41
4. La jurisprudence au regard du Traité de l'Union Européenne 49
L'application directe du Traité : principes d'égalité de traitement et de non discrimination 49
La jurisprudence communautaire et la délimitation du périmètre de la gestion interne dite encore « quasi-régie » ou « in house » 52

b. La jurisprudence et la doctrine en France 53

1. La jurisprudence 53
2. La doctrine..... 54
Les documents de base remis à l'AMF par EDF 54
Les indications données à l'occasion du changement de statut d'EDF..... 55

CHAPITRE 3

L'AVENIR DES SERVICES PUBLICS LOCAUX D'ÉLECTRICITÉ *LE MODÈLE DE 1946 DÉNATURÉ*.. 59

I. Le modèle monopolistique en crise..... 60

II. Exemple de dysfonctionnement : le TURPE..... 62

1. La CRE et ERDF : un jeu d'acteurs trop souvent nuisible à la relance des investissements et au rétablissement de la qualité de l'électricité 63
2. Flexibilité relative du CRCP pour la couverture d'emprunts éventuels..... 65
3. La stratégie d'EDF : réserver l'emprunt aux activités dérégulées (et à RTE) 66
4. La suppression de la réfaction tarifaire pour les producteurs : un encouragement à la désoptimisation 69
5. Sous-rémunération tarifaire des investissements des autorités concédantes..... 73

6. Les redevances de concession ne sont pas intégrées au CRCP .. 76

CHAPITRE 4

RENFORCER LA RÉGULATION LOCALE..... 79

A. DONNER AUX AUTORITÉS ORGANISATRICES LES MOYENS JURIDIQUES ET FINANCIERS D'UNE RÉGULATION LOCALE EFFICACE ET GRADUÉE 80

I. Les AOD ne souhaitent clairement pas privilégier l'hypothèse d'une ouverture à la concurrence de la distribution d'électricité 80

II. Réformer la régulation locale et envisager une gestion publique alternative..... 81

a. Investissement : compléter les conférences départementales 82

b. Réévaluer l'encadrement de la qualité de l'électricité..... 84

c. Étendre le périmètre de l'affermage en l'adossant au TURPE90

d. La possibilité de confier la gestion du réseau à un distributeur public local 91

e. Consolider les autorités organisatrices 100

B. L'ÉCHEC DE LA RÉFORME DU MONOPOLE RENDRAIT L'HYPOTHÈSE D'UN BASCULEMENT DE LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ VERS LA CONCURRENCE MALHEUREUSEMENT INÉLUCTABLE 103

I. Les critères tarifaires et/ou financiers de jugement des offres pour les DSP (et plus largement la question de la liberté tarifaire)..... 104

a. L'hypothèse d'une mise en concurrence sur le tarif d'acheminement 104

b. L'hypothèse d'une mise en concurrence sur d'autres critères à caractère financier 106

II. Péréquation et taille des concessions 109

C. PRÉSERVER LES SERVICES PUBLICS LOCAUX DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ..... 111

I. L'électricité, un produit « atypique » 111

a. Un bien de première nécessité distribué en réseau..... 111

b. ... dont la demande est très faiblement élastique par rapport au prix 112

c. L'électricité est un bien actuellement non stockable 112

d. Le « panier énergétique » français est modifié par l'ouverture..... 113

e. Fortes incertitudes (craintes) sur l'évolution du rapport qualité/prix de l'électricité 114

f. La nécessité d'un premier niveau de régulation publique 115

II. Quelles missions et quelle forme faudra-il donner à l'avenir aux services publics locaux de fourniture d'électricité ? 116

a. Le maintien des services publics locaux de fourniture au tarif réglementé de vente 117

b. Service public universel et services publics locaux de fourniture – Garantir aux consommateurs un niveau de protection élevé 118

c. Le service universel 119

d. La piste des services publics locaux de fourniture d'électricité à création facultative / La coexistence d'un secteur public à dimension locale et d'un marché privé peut être observée dans différents domaines 121

e. La liberté de création de services publics locaux de fourniture d'électricité devrait par analogie être autorisée 121



Face à la dégradation du rapport qualité-prix de l'électricité distribuée et à ses conséquences très défavorables pour les consommateurs domestiques et professionnels, les services publics locaux de l'électricité gérés par le groupe EDF sont-ils efficacement réformables dans le cadre du maintien du monopole légal institué en 1946 ?

Quelle position adopter face à l'éventualité d'une ouverture à la concurrence de la gestion des réseaux de distribution d'électricité ?

L'alternative de la gestion « in house » (régie, société publique locale) peut-elle être proposée aux autorités organisatrices de la distribution d'énergie électrique ?

Quelles conséquences aurait l'éventuelle ouverture à la concurrence de la gestion des réseaux de distribution sur les services publics locaux de fourniture d'électricité au tarif réglementé, actuellement arrimés à la distribution ?

La FNCCR réaffirme son attachement au modèle français fondé sur le monopole de la distribution, dont la régulation par les collectivités concédantes doit être néanmoins renforcée.

Elle n'est pas favorable à la mise en concurrence des concessions mais examine la possibilité de créer des régies ou des sociétés d'économie mixtes locales d'électricité, comme outil ultime de préservation de l'intérêt général.

Avec ce « livre blanc », la FNCCR répond à ces différentes questions et formule ses propositions pour pérenniser un service public local de l'énergie performant, au service des citoyens-consommateurs.

FNCCR – novembre 2011