

Fukushima, mon désamour ? Le nucléaire déchaîne les passions...

Le, triste, deuxième anniversaire de la catastrophe (séisme, tsunami « et » accident grave nucléaire) de Fukushima, déchaîne les passions dans le monde, mais aussi en France, à l'aune du débat sur la transition énergétique. Alors que le scénario de l'accident nucléaire nippon commence à s'éclaircir, impliquant une sérieuse remise à niveau des procédures et équipements de sûreté, comme l'a d'ailleurs rappelé la ministre de l'Énergie française Delphine Batho sur les ondes de *France-Info*, hier matin, garantissant que le « budget » afférent ne serait pas touché par les coupes budgétaires, les analyses vont bon train sur l'impact sur l'industrie nucléaire et sur l'économie tout cours. Des chiffres relatifs au « coût d'un accident grave » en France circulent (*cf. p. 3*), des appels à l'arrêt de l'atome font florès, mais il n'est pas certain que Fukushima ait vraiment changé la donne mondiale du développement de cette énergie.

Ainsi, en passant en revue les pays qui ont décidé de « sortir » du nucléaire, rien de vraiment neuf par rapport à avant l'accident japonais. Allemagne, Suisse, Espagne, et même Italie, avaient décidé de ne plus construire. Fukushima a déclenché une accélération en Allemagne du processus, en Suisse, plus mesurée. Reste que le Royaume-Uni, parce qu'il s'appuie sur une contrainte de réduction des rejets carbonés, et l'Asie (Chine et Inde notamment, mais aussi Corée du Sud), pour affronter une croissance économique forte, continuent de mettre l'atome à leur agenda. Et au Japon, pourtant durement touché, socialement et économiquement par la catastrophe, après une annonce d'arrêt, le nouveau gouvernement, démocratiquement élu, remet de l'ordre dans la sûreté, et probablement dans l'industrie, sans exclure désormais la possibilité d'un redémarrage de tranches (deux réacteurs sont en service, ce qui paraissait improbable il y a deux ans), avec certes de multiples conditions de sûreté. Là encore, c'est l'impératif économique qui joue à plein, dans un pays touché par la crise mondiale, et qui porte le poids du coût de l'accident grave...

Enfin, beaucoup d'encre coule autour de la technologie, des risques qu'elle présente, et des conséquences sanitaires. Un aspect oublié : le fait que les compagnies d'électricité japonaises, entités privées, et profitables jusqu'alors, ont souvent par le passé, « couvert » des incidents, dénotant un dysfonctionnement des organes de régulation... Cet aspect structurel pose aussi, potentiellement, une question embarrassante, pour un modèle économique largement libéral, sur la manière dont doit s'organiser un secteur aussi engageant pour la société dans son ensemble. Un débat à mener, sans passion.

SOMMAIRE

ÉLECTRICITÉ

Vers une centrale à charbon supercritique d'EDF au Havre ?	2
Arrêt définitif anticipé pour l'unité 1 de la centrale du Havre	2
Les distributeurs estiment nécessaire une revalorisation du Turpe 3	2
Deux propositions de Planète OUI : réforme de l'OA et TVA réduite	3

NUCLÉAIRE

L'IRSN « corrige » le JDD	3
RU : Un accord imminent entre EDF et Londres (The Independent)	4
Finlande : OL3 : Areva critique le processus de vérification technique de TVO	4
Areva aide le Niger à sécuriser ses sites d'uranium	5

GAZ

Lituanie : Lietuvos Dujos contraint Gazprom et E.ON à céder leurs parts	5
---	---

CHARBON

Espagne : Les aides au charbon toujours suspendues au Budget	6
--	---

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Appel d'offres PV 100-250 kW : les bâtiments non clos pointés du doigt	6
Les 1 000 unités « biomasse » restent l'objectif	6

L'ENDROIT DU DÉBAT

Ronan Dantec, sénateur Europe Écologie Les Verts de la Loire-Atlantique	7
---	---

DOCUMENTS

Cour des comptes – Les concessions de distribution d'électricité (1 ^{re} partie)	I à VIII
---	----------

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ
ENERPRESSE

41,46 € (par MWh)



ÉLECTRICITÉ

FRANCE

Vers une centrale à charbon supercritique d'EDF au Havre ?

Alors que la direction de la centrale à charbon EDF du Havre en Seine-Maritime vient d'annoncer l'arrêt définitif de son unité de production n°1 (cf. ci-dessous), le groupe réfléchit à la construction d'une centrale à charbon supercritique sur le site havrais, selon nos informations. Certes pas avant 2020, mais Eric Neyme, le délégué régional Normandie du groupe, avait évoqué cette possibilité le 18 septembre dernier, lors de la visite d'Henri Proglia, le p-dg d'EDF, au Havre, et plus tard lors d'un entretien pour *Enerpresse*.

Une idée qui semble faire son chemin, puisqu'aujourd'hui, cette « réflexion » est confirmée par un porte-parole du groupe : « La centrale du Havre reste un site stratégique pour EDF, avec sa localisation en bord à quai sur la mer et sa capacité à recevoir des bateaux à fort tirant d'eau. Avec la volonté de garder l'option charbon ouverte en France, EDF a décidé d'engager dès 2013 les activités de déconstruction de trois unités de production, 1, 2 et 3 sur les 4 tranches que compte la centrale havraise. Le site sera ainsi prêt, entre 2020 et 2030, à accueillir une éventuelle centrale à charbon supercritique si les conditions économiques permettent de rentabiliser un tel investissement, dont il trop tôt pour évoquer un montant ».

De son côté, le délégué régional précise que le site serait idéal pour accueillir une centrale supercritique de 600 MW. Ce qui, au passage, lui permettrait de récupérer pratiquement sa capacité de production d'électricité avant l'arrêt de l'unité n°1, qui s'établissait au total à 1 400 MW répartis entre la tranche 1 pour 250 MW et les tranches 2 et 4 pour 600 MW chacune, la tranche 3 ne produisant plus depuis 1993. (*Correspondance en Normandie*).

Arrêt définitif anticipé pour l'unité 1 de la centrale du Havre

L'unité de production n°1 de la centrale au charbon du Havre a été définitivement arrêtée vendredi 8 mars, « soit quelques mois avant la date initialement prévue », a indiqué EDF sur son site Internet. En 2009, le groupe avait annoncé l'arrêt de la tranche 1 du Havre pour 2013, et celui de la tranche 2 pour 2014. « Compte tenu des délais de réparation et des investissements nécessaires pour remédier à une avarie technique survenue début mars », l'arrêt de l'unité n°1 a été anticipé de quelques mois, précise EDF. La tranche 2, qui elle aussi ne répondra pas aux normes environnementales de la directive européenne GIC ou Grandes Installations de Combustion de 2015, devrait s'éteindre, elle, en 2014. La tranche 4 en revanche, sera modernisée d'ici 2018 pour repousser sa durée de vie jusqu'en 2035, et équipée d'un captage de CO₂. Globalement, l'ensemble de ces chantiers représente un investissement d'environ 360 millions d'euros, cependant que le site aura perdu quelque 200 de ses 300 salariés, « les partants étant accompagnés par l'entreprise pour leur permettre de poursuivre leur parcours professionnel au sein du groupe », a assuré la direction. (*avec correspondance en Normandie*).

Les distributeurs estiment nécessaire une revalorisation du Turpe 3

L'ADEef a publié vendredi 8 mars sa position concernant la consultation de la CRE sur l'élaboration des tarifs d'utilisation de réseau de distribution (HTA et BT) suite à leurs annulations par décision du Conseil d'Etat. Les distributeurs – les gestionnaires de réseau, dont ERDF, et les Entreprises locales de distribution (ELD) – qui se sont regroupés dans cette association en 2012 estiment « nécessaire une revalorisation en niveau du Turpe 3 Distribution au 1^{er} août 2013 ». Dans son dossier de consultation, la CRE indiquait que le changement de méthodologie du calcul du Turpe conduisait à un ajustement cumulé à fin décembre 2013 de 62 millions d'euros en faveur des utilisateurs. L'association des distributeurs considère que les

ajustements proposés par la CRE du Turpe 3 (2009-2013) et le report de Turpe 4 (uniquement pour la partie distribution) au 1^{er} janvier 2014 sont « *préjudiciables* » pour plusieurs raisons. Le premier grief porte sur la baisse des revenus tarifaires. « *Toute baisse de revenus tarifaires, quel que soit son niveau, va à l'encontre des besoins des distributeurs pour répondre aux enjeux d'évolutions qui s'imposent à eux mais également pour le signal qu'il convient de transmettre aux utilisateurs du réseau* », souligne l'ADEeF.

Ensuite, avec le report de 6 mois de l'entrée en service du Turpe 4 (HTA et BT), « *la hausse nécessaire (...) est différée, exposant ainsi les distributeurs à l'incertitude sur leurs revenus pour la prochaine période tarifaire et de nature à compromettre leur programme prévisionnel d'investissements (y compris pour 2013)* », estime l'association. Enfin, elle craint que les distributeurs ne soient exposés « *à un pincement tarifaire totalement injustifié* » avec la mise en œuvre d'un Turpe 4 pour le transport à une date anticipée par rapport à la distribution, une opération qui « *n'est pas conforme à l'esprit de la perception des coûts d'acheminement et au principe de reversement* ». Dans ce cadre, et au-delà de ce que prévoit la consultation publique du 5 février 2013 de la CRE, l'ADEeF estime donc nécessaire une revalorisation en niveau du Turpe 3 Distribution au 1^{er} août 2013.

Deux propositions de Planète OUI : réforme de l'OA et TVA réduite

Nicolas Milko, dirigeant de Planète OUI, a écrit à la ministre de l'Énergie, Delphine Batho, pour lui présenter deux propositions « *pour un meilleur développement des sources de production d'énergie renouvelable en France* ». Pour ce fournisseur « *d'électricité 100 % renouvelable* » une réforme de l'obligation d'achat (OA) de l'électricité renouvelable est nécessaire. Il propose de fixer par décret le prix de la part prise en charge par les fournisseurs à 42 €/MWh, ce qui permettra « *de rétablir une égalité entre EDF, les DNN et les autres fournisseurs* ». « *Cette proposition vient compléter le mécanisme de capacité de la Loi NOME qui a pour objet d'inciter les nouveaux opérateurs à investir dans les sources de production de pointe. En introduisant un prix identique de 42 €/MWh pour la part d'achat d'électricité renouvelable prise en charge par l'opérateur, le système favoriserait le développement de production renouvelable répondant à la fois aux demandes de pointe de la France et aux enjeux d'une transition énergétique réussie* », indique Planète OUI.

Sa deuxième proposition porte sur la réduction à 5,5 % de la TVA sur les offres d'électricité renouvelable. Cette réduction de la TVA serait appliquée sur les factures d'électricité des particuliers, des professionnels et des bornes de recharges de véhicules électriques dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. En contrepartie, l'application de cette TVA réduite sur les factures ne serait offerte qu'aux opérateurs d'électricité « *ayant exclusivement installé leurs plateaux téléphoniques de commercialisation et de services clientèles sur le territoire français* ».

NUCLÉAIRE

FRANCE

L'IRSN « corrige » le JDD

À la suite des informations parues ce week-end dans le *Journal du Dimanche (JDD)*, portant sur une étude réalisée en 2007 par l'IRSN relative au coût d'un accident grave en France, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire a publié un communiqué de « *mise au point* ». Rappelant que l'article du journal dominical reprend « *certaines des analyses d'un rapport établi par l'IRSN en 2007, au titre de la préparation d'une réunion du groupe permanent d'experts siégeant auprès de l'ASN* », l'Institut signale que « *ce rapport a jeté les bases de travaux destinés à mieux apprécier la nature des conséquences économiques que pourrait entraîner un accident nucléaire majeur intervenant sur le sol français.* » Or, « *à l'époque, l'IRSN a utilisé des hypothèses et des outils très simplifiés pour le transfert des rejets dans l'atmosphère,*

notamment à grande distance. L'objectif principal de ce rapport était d'établir une analyse de sensibilité des conséquences économiques par rapport à différentes situations analysées, et non d'obtenir un coût réaliste d'un accident nucléaire majeur. » Ainsi, l'évaluation de 5 800 milliards d'euros citée par le JDD correspond « à l'analyse à la fois majorante et rudimentaire d'un scénario » très large, englobant de multiples aspects, et sans entrer dans le détail. L'IRSN signale donc que « ce chiffre est donc fort peu réaliste ».

Il y a à peine un mois, l'IRSN avait communiqué sur un scénario plus pointu, fruit des études menées depuis, avec un « un scénario médian d'accident nucléaire à 120 ou à 430 milliards d'euros » (cf. *Enerpresse* n°10758). Et l'Institut de conclure que « l'utilité de ces travaux ne réside pas principalement dans l'affirmation de coûts très élevés, mais dans la compréhension la plus fine possible des composantes de ces coûts, qui pourraient pour partie être réduits par des ajustements du comportement des acteurs économiques et des acteurs de la gestion de crise, mieux avertis des mécanismes techniques et économiques à l'œuvre dans de telles circonstances. Dans cette perspective, l'IRSN va publier prochainement les résultats détaillés de ses travaux dans des revues spécialisées ».

ROYAUME-UNI

Un accord imminent entre EDF et Londres (*The Independent*)

Le gouvernement britannique serait sur le point de signer un accord avec EDF Energy autour de la mise en œuvre de nouveaux réacteurs outre-Manche. C'est ce que rapporte *The Independent*, dans son édition dominicale, soulignant que si l'accord peut encore atterrir d'ici au 19 mars prochain, Ed Davey, le ministre de l'Énergie et du Climat britannique, devrait pouvoir accorder le permis au projet de la filiale anglaise d'EDF à Hinkley Point, dans le Somerset. L'accord entre EDF et Londres porterait sur 35 ans – EDF misait plutôt sur 40 ans – et sur un prix d'achat minimum autour de 96/97 livres par MWh (soit entre 110 et 110 €/MWh), via un « contrat pour différence » (l'aide paie la différence si le prix de marché est en-deçà du prix fixé).

FINLANDE

OL3 : Areva critique le processus de vérification technique de TVO

Areva a critiqué vendredi 8 mars la redondance des vérifications techniques dans le projet de construction de réacteur nucléaire EPR en Finlande, lors d'une visite du chantier à Olkiluoto (OL3), sur la côte Ouest du pays. Pour le groupe français, ces vérifications ralentissent le processus de validation technique pour un projet déjà en retard de plusieurs années. Le chef de projet d'Areva, Jean-Pierre Mouroux, a dit à l'AFP « ne pas comprendre » la lenteur de son client finlandais TVO notamment dans la validation des modifications du système de contrôle-commande, en phase de conception sur le site d'Areva à Erlangen en Allemagne. Le dirigeant français a mis en doute la nécessité de faire toutes les vérifications sur le système d'abord en Allemagne, puis en Finlande. « Dans tous les cas on va tout refaire ici, sur le site, quoi qu'il arrive (...) C'est pour ça que quelquefois on peut pas comprendre pourquoi on passe beaucoup de temps là parce que de toute façon on aura à faire les vérifications au final à Olkiluoto », a dit M. Mouroux à l'AFP, en marge d'une visite de presse sur le site finlandais.

En revanche, le chef de projet pour TVO, Jouni Silvennoinen, a rappelé les responsabilités contractuelles d'Areva. « La responsabilité du fournisseur est de réaliser la planification des installations, des processus et de l'automatisation », a-t-il indiqué. TVO a estimé en février que les travaux ne seraient terminés qu'en 2016. La construction a commencé en 2005, avec à l'époque une mise en service prévue pour 2009. Le finlandais et le consortium Areva-Siemens s'accusent mutuellement d'être responsables du retard. TVO reproche à son fournisseur de promettre des délais irréalistes vu les difficultés du chantier, et Areva des lenteurs d'origine administrative. Un

contentieux est en cours depuis 2008 devant le tribunal arbitral de la Chambre de commerce internationale à Paris.

NIGER**Areva aide le Niger à sécuriser ses sites d'uranium**

Areva a affirmé vendredi avoir offert 35 millions d'euros au Niger pour l'aider à sécuriser ses sites d'uranium, démentant que ce don soit destiné à compenser le retard dans l'exploitation de la mine d'Imouraren, repoussée à 2015. « *Nous avons effectivement consenti à soutenir cet effort à concurrence de 35 M€. Ce n'est ni en relation avec un retard de la mine d'Imouraren, ni une obligation contractuelle* », a déclaré sur la télévision publique nigérienne Olivier Wantz, directeur général adjoint d'Areva chargé de l'activité minière. « *C'est simplement un geste pour soutenir l'effort qui est fait au niveau de l'Etat du Niger pour protéger les activités, les biens et les personnes qui sont liés à nos activités* », a-t-il expliqué. Le responsable d'Areva a confirmé que l'exploitation de la mine d'Imouraren (sa troisième dans le pays), initialement prévue en 2012 puis repoussée à 2014, débiterait « *mi-2015* ». Niamey avait soutenu en janvier que les 35 M€ d'Areva, qui doivent être décaissés sur trois ans, étaient destinés à « *compenser une année de retard* » dans l'exploitation d'Imouraren. Selon le pouvoir nigérien, le retard est essentiellement dû à la situation sécuritaire dans le Sahel, avec le rapt en 2010 de sept employés d'Areva à Arlit, dont quatre Français, qui sont toujours détenus en otage.

GAZ**UNION EUROPÉENNE/LITUANIE****Lietuvos Dujos contraint Gazprom et E.ON à céder leurs parts...**

Lietuvos Dujos va procéder d'ici à la fin juillet à la dissociation de ses activités de transport gazier. C'est ce qu'a fait savoir le 7 mars Joachim Hockertz, numéro deux de la compagnie, soulignant au passage que la conséquence serait la vente des parts détenues par le russe Gazprom et l'allemand E.ON (lesquels détiennent respectivement 37,06 % et 38,92 % de Lietuvos Dujos, soit plus des trois quarts de son capital, aux côtés de l'État lituanien et d'autres actionnaires minoritaires). Cette cession est rendue obligatoire du fait de la transposition par Vilnius de la directive communautaire sur la libéralisation des marchés de l'énergie. Laquelle impose comme on sait une séparation entre activités pour les compagnies du secteur, et interdit à celles qui contrôlent déjà la production et les approvisionnements d'en faire autant au niveau du transport.

Le nouvel opérateur de réseau dans l'ex-République balte soviétique, désormais membre de l'Union européenne, s'appellera Amber Grid. Il doit acquérir 57,4 % des actifs du réseau de Lietuvos Dujos, pour un montant de 1,6 milliard de litas (463,4 M€). Gazprom a d'ores et déjà vivement critiqué le principe même de la séparation entre activités, tandis que Moscou a menacé de traduire la Lituanie devant une cour d'arbitrage.

EN BREF

FRANCE Axègaz est « la seule entreprise française à disposer de tous les agréments du Ministère de l'Écologie pour fournir et commercialiser le gaz naturel liquéfié sur l'hexagone aux industriels ainsi qu'à tous les fournisseurs de gaz naturel », a fait savoir la société dans un communiqué publié le 11 mars. « *Nous nous sommes lancés dans ce projet en 2012* », explique Alfonso Morriello, fondateur et directeur général d'Axègaz, cité dans le communiqué et précisant : « *nous avons négocié nos contrats pour l'approvisionnement en GNL et disposons aujourd'hui de toutes les accréditations nécessaires et incontournables pour être opérationnels sur ce marché* ».

CHARBON**ESPAGNE****Les aides au charbon toujours suspendues au Budget**

La réunion entre les syndicats, les organisations professionnelles du secteur charbonnier et le ministère de l'Industrie espagnol, jeudi dernier, n'ont pas abouti à une solution.

Cependant, le secrétaire d'État à l'Énergie, Alberto Nadal, est monté au créneau, et devrait demander au ministère de l'Économie d'étudier un « crédit extraordinaire » afin de pouvoir verser les aides prévues pour 2012, et toujours bloquées, dans le cadre du budget actuel. En outre, le ministère de l'Industrie se montre disposé à faire pression sur les électriciens, qui se refusent à utiliser le charbon national (à la fois en représailles contre les nouvelles taxes à la production de courant et aussi parce que le charbon s'accumule sur le carreau des centrales). Alberto Nadal serait prêt à utiliser l'arme du décret s'il le faut, signale *El Economista*. En attendant, le secteur charbonnier espagnol est au bord de l'asphyxie... Comme la majeure partie de l'économie d'ailleurs !

ÉNERGIES RENOUVELABLES**FRANCE****Appel d'offres PV 100-250 kW : les bâtiments non clos pointés du doigt**

Suite aux décisions du ministère de l'Énergie concernant le choix relatif aux 3^e et 4^e périodes de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW (cf. *Enerpresse* n°10767), la CRE prend les devants, dans une délibération publiée samedi 9 mars, au *Journal Officiel*. Certains choix (4 dossiers) du ministère pour la 3^e période de l'appel d'offres sont en effet considérés comme non conformes aux critères de l'intégration simplifiée au bâti. Pourtant, la ministre considère les bâtiments non clos, ceux en cause ici, comme pouvant satisfaire aux critères d'intégration au bâti. Pour la CRE, il est nécessaire que soient précisés les critères pour ce type de bâtiment sans quoi « un problème d'interprétation et donc de sécurité juridique » va se poser. La Commission de régulation de l'énergie attire également l'attention de la ministre « sur le risque d'un développement non contrôlé de ce type d'installations, peu différentes des ombrières de parking, qui sont pourtant exclues du présent appel d'offres ».

Les 1 000 unités « biomasse » restent l'objectif

Le ministre de l'Agriculture Stéphane Le Foll a annoncé, samedi 9 mars au Mans, que dans le cadre du plan « Énergie Méthanisation Autonomie Azote » prévu pour être lancé fin mars, il a pour objectif de passer de 90 à 1 000 unités de méthanisation en France, selon l'AFP. « Ce n'est pas acceptable que l'on n'ait que 90 méthanisateurs en France aujourd'hui, mon objectif c'est 1 000 », a-t-il dit. Le gouvernement fait donc sien l'objectif du gouvernement Fillon en la matière, cet objectif étant annoncé pour le Premier ministre d'alors début 2011. « Le plan est en train d'être mis en place et on l'annoncera fin mars », a indiqué Stéphane Le Foll avant d'ajouter qu'il prévoit aussi « une partie photovoltaïque pour l'élevage allaitant ».

RONAN DANTEC**« Le débat s'engage sur de bonnes bases »****Quels rôles complémentaires imaginer pour les différents échelons locaux (communes, départements, régions) en matière d'énergie ?**

« Cela doit faire l'objet d'échanges dans le cadre du débat, sachant que la déclinaison des compétences devra s'inscrire dans la future loi sur la décentralisation. Il faut absolument que les réseaux de collectivités locales se mettent d'accord pour faire des propositions cohérentes et collectives sur leur rôle à jouer en matière d'énergie. Les collectivités s'accordent déjà sur un point : elles souhaitent avoir des compétences dans le cadre de la transition énergétique. La cogestion des compétences entre État et territoires me semble quasiment actée. Reste que peu de gens ont une vision cohérente de la manière dont doivent s'articuler les six niveaux de décision : mondial, européen, national, régional, local, voire du citoyen. C'est toute la difficulté intellectuelle du débat. »

Qu'attendre de la participation des citoyens au débat ?

« Dans un pays comme le Danemark, le débat citoyen permet de dégager des attentes très claires de la population sur les politiques à suivre. Je ne suis pas sûr que cela puisse être le cas dans notre pays car la société française est beaucoup plus clivée sur les questions énergétiques ; on n'y trouve pas un tel niveau de consensus. Mais le débat citoyen devra permettre de dégager des priorités, des grands axes à suivre. Je pense qu'il y a une vraie volonté, de la part de la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, Delphine Batho, de s'appuyer sur un débat décentralisé. C'est la première fois qu'on a l'opportunité, en France, d'un débat sur l'énergie aussi ouvert et aussi large. »

Les grands objectifs chiffrés à atteindre sont déjà connus (faire passer la part du nucléaire dans le mix électrique de 75 % à 50 % d'ici à 2025 ; réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % d'ici à 2030...). Il y a en outre une vraie volonté de transparence (le rapport de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité témoigne par exemple de cette volonté). Tout cela m'amène à penser que le débat s'engage sur de bonnes bases. »

Quelle place pour les questions de compétitivité économique ?

« Ces questions doivent faire partie des réflexions. Il faut notamment faire des comparaisons avec ce qui se fait ailleurs. L'Allemagne, par exemple, a choisi de faire payer la transition par les consommateurs en préservant les entreprises. Devrait-on faire un tel choix en France ? Pour ce qui est du secteur énergétique, la France n'a pas les moyens de tout financer. Or, que ce soit dans le nucléaire ou l'éolien, des projets français concurrents sont menés en parallèle ! Le débat devra permettre de faire des choix. Par ailleurs, il faut raisonner davantage en termes de synergies. Exemple : le stockage d'électricité éolienne sous forme d'hydrogène pourra permettre demain de conforter les activités du terminal méthanier de Saint-Nazaire, où l'hydrogène pourra être incorporé dans le gaz naturel. »



DR

Ronan Dantec est sénateur (EELV – Europe Écologie Les Verts) de la Loire-Atlantique et vice-président de la Commission du développement durable, des infrastructures, de l'équipement et de l'aménagement du territoire du Sénat. Il est membre du Parlement du débat sur la transition énergétique et coordinateur du groupe de travail consacré à la gouvernance.

VERBATIM

« La cogestion des compétences entre État et territoires me semble quasiment actée. »

« Il faut raisonner davantage en termes de synergies. Exemple : le stockage d'électricité éolienne sous forme d'hydrogène pourra permettre demain de conforter les activités du terminal méthanier de Saint-Nazaire, où l'hydrogène pourra être incorporé dans le gaz naturel. »

Études & documents

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ : Une organisation à simplifier, des investissements à financer

Source : Cour des Comptes – 1^e partie

Nous reprenons ci-après, et dans nos prochaines éditions, la partie consacrée aux concessions de distribution d'électricité dans le rapport de la Cour des Comptes rendu public le 12 février dernier (cf. *Enepresse n°10761*).

La distribution d'électricité recouvre son acheminement en moyenne et basse tensions, depuis les postes source situés à la sortie du réseau de haute tension jusqu'aux compteurs des usagers.

Cette distribution s'opère, en France, selon un régime de concessions, dérogoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public.

Deux grandes spécificités différencient les concessions de distribution d'électricité des autres concessions locales de service public :

- un concessionnaire imposé par la loi sur l'essentiel du territoire, Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale à 100 % du groupe Électricité de France (EDF), créée en 2008. L'entreprise partage l'essentiel de ses employés avec son homologue pour le gaz, Gaz Réseau Distribution France, dans le cadre d'un « service commun ». Au total, les effectifs d'ERDF s'élèvent à un peu moins de 36 000 agents ;
- un tarif de distribution de l'électricité fixé nationalement : le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) qui comprend une part pour le réseau de transport d'électricité (RTE) et une part pour le réseau de distribution (ERDF). Il est unique sur tout le territoire, à la différence des autres tarifs de services publics locaux (eau potable par exemple).

Le tarif de transport et de distribution de l'électricité est fondé sur un principe de péréquation tarifaire qui garantit à tous les usagers un prix d'accès au réseau identique quel que soit le coût d'acheminement de l'électricité. Cette péréquation est une caractéristique fondamentale du système de distribution d'électricité : de facto, les grandes concessions urbaines financent les concessions rurales où l'habitat est plus dispersé, le réseau plus fragile et la rentabilité moindre.

Une enquête commune de la Cour des comptes et des chambres régionales des comptes a permis de contrôler le principal concessionnaire, ERDF, et 38 autorités concédantes, celles-ci étant des communes ou des groupements de communes (syndicats intercommunaux ou départementaux d'électrification).

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ :

Il en ressort, tout d'abord, que ce système complexe est aujourd'hui fragilisé : son cadre juridique n'a pas été modifié, mais l'incertitude qui pèse sur le maintien à terme du monopole légal d'ERDF complique les relations entre le concessionnaire et une partie des autorités concédantes.

Par ailleurs, le contexte est évolutif sur le plan technique : le développement d'une production d'électricité décentralisée et intermittente liée aux énergies renouvelables a des conséquences sur la gestion du réseau de distribution. De plus, les besoins d'investissements sur le réseau de distribution augmenteront dans les années à venir pour maintenir le niveau de qualité de l'électricité (temps de coupure moyen en hausse entre 2000 et 2010) et moderniser le réseau (raccordement des énergies renouvelables et mise en place d'un compteur communicant).

Pour répondre à ces besoins, les moyens existants devront d'abord être optimisés, notamment la coordination des investissements d'ERDF (environ 3 Mds€ en 2011) et des autorités concédantes (environ 1 Md€). Des financements supplémentaires devront ensuite être trouvés pour faire face aux besoins du réseau de distribution d'électricité.

I - Une organisation complexe

A - La distribution : une des quatre grandes activités de l'industrie électrique

L'industrie électrique s'organise en quatre grands secteurs d'activité :

- **la production d'électricité**, ouverte à la concurrence mais encore assurée majoritairement par le groupe EDF ;
- **le transport** de l'électricité produite sur le réseau à très haute tension (THT à 400 000 volts). Contrairement à la production, le transport de l'électricité demeure une activité monopolistique confiée par l'État à Réseau de transport d'électricité (RTE), filiale d'EDF. Cette activité s'exerce sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ;
- **la distribution** : une fois l'électricité acheminée jusqu'à proximité des centres de consommation, sa tension est abaissée afin de la rendre utilisable par les consommateurs sur le réseau en basse et moyenne tension. Le réseau de distribution s'étend des postes sources jusqu'aux compteurs des usagers. L'exploitation du réseau de distribution est un service public en situation de monopole légal : la plupart des autorités concédantes ont confié le développement et l'exploitation de leur réseau à Électricité réseau distribution France (ERDF), filiale d'EDF, en application de la loi. Pour un client particulier relevant du tarif réglementé, l'acheminement représente 33,2 % de la facture d'électricité, taxes comprises. Cette part acheminement est répartie entre le réseau de distribution (74 % du produit) et le réseau de transport (26 % du produit) ;
- **la fourniture** d'électricité, c'est-à-dire la vente au consommateur final, a été ouverte progressivement à la concurrence depuis 2000. Aujourd'hui tous les consommateurs disposent de la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité.

B - Un cadre juridique différent du droit commun des délégations de service public

1 - Une compétence d'organisation du service de distribution confiée aux communes

Le réseau de distribution d'électricité s'est développé progressivement, dès la fin du 19^{ème} siècle, sous la responsabilité des communes auxquelles la loi du 5 avril 1884 a confié la compétence d'organiser le service public de distribution d'électricité. La loi du 15 juin 1906 les a reconnues propriétaires des réseaux en moyenne tension (HTA) et basse tension (BT).

La loi de nationalisation du 8 avril 1946 a transféré la propriété des entreprises privées concessionnaires du service public d'électricité à l'État qui a confié la gestion du service à un opérateur unique, EDF. Cette

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ :

loi a toutefois laissé subsister les régies et les entreprises locales de distribution (ELD) créées sous la forme de sociétés d'économie mixte ou de sociétés coopératives par les communes qui n'avaient pas eu recours à des entreprises privées pour la construction et l'exploitation de leur réseau d'électricité. L'activité de ces entreprises locales est marginale puisqu'elle ne concernait, en 2010, que 170 concessions de distribution environ pour 5 % des utilisateurs.

ERDF exploitait fin 2011 un réseau de distribution de 1 285 000 km, composé de 613 123 km de lignes moyenne tension (souterraines à 42,6 %) et de 691 965 km de lignes basse tension (souterraines à 40 %), et desservait 35 millions de clients.

2 - Un service public obligatoirement délégué à ERDF ou à une entreprise locale de distribution (ELD)

Le service public de la distribution d'électricité est géré, sur la quasi-totalité du territoire national, sous le régime juridique de la concession.

Une concession de service public est un contrat par lequel une personne publique (l'autorité concédante) confie à un tiers public ou privé (le concessionnaire) la gestion opérationnelle d'un service public pour une durée déterminée. En droit français, le concessionnaire prend en charge l'ensemble des investissements. Il exploite ce service à ses frais et risques, dans le respect d'un cahier des charges, et se rémunère directement ou indirectement auprès des usagers¹.

L'article 17 de la loi du 10 février 2000 modifiée a confirmé EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) comme « gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité ». Les distributeurs exercent chacun leur activité dans des zones de desserte exclusive. Ils y sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau public de distribution d'électricité.

La loi du 7 décembre 2006 a prévu la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz se trouvant au sein d'entreprises intégrées² et desservant plus de 100 000 clients. Cette séparation juridique s'est traduite, pour EDF, par la création d'une filiale. La filialisation du gestionnaire de la distribution d'électricité est effectivement intervenue le 1^{er} janvier 2008, avec la création d'ERDF, société anonyme, filiale à 100 % du groupe EDF.

Les différents modèles européens

En Europe, des modèles très différents coexistent : l'Allemagne compte par exemple plus de 900 distributeurs d'électricité, dont 90 % alimentent moins de 100 000 clients. À côté des régies communales (Stadtwerke) qui alimentent 50 % des clients, le marché est réparti entre quelques opérateurs (dont RWE, EON, EnBW et Vattenfall). L'écart de tarifs entre distributeurs peut atteindre 40 %.

En Suède, le réseau local est composé de 194 concessions géographiques gérées par 172 opérateurs différents. Ce système est également caractérisé par l'absence de péréquation tarifaire : chaque opérateur fixe le tarif d'acheminement, qui s'échelonne du simple au double.

Le Royaume-Uni s'inscrit pour sa part dans une logique de monopoles régionaux, avec 14 opérateurs de distribution appartenant à six groupes qui ont chacun leur zone de desserte exclusive. Le tarif de distribution, régulé nationalement, est également variable entre ces opérateurs en fonction de leurs charges et de leurs performances.

Le maintien du monopole légal d'ERDF, dans sa zone de desserte, sur la distribution de l'électricité a été voulu en raison des avantages qu'il présente : une exploitation unifiée du réseau assurant une optimisation des coûts et, surtout, une péréquation tarifaire permettant à tous les consommateurs de bénéficier du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

¹ En droit communautaire, la définition de la concession est un peu différente ; en particulier, les investissements ne sont pas obligatoirement réalisés par le concessionnaire.

² Ce sont les entreprises dont l'activité porte sur la production, la fourniture et l'acheminement de l'électricité comme le groupe EDF.

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ :

Excepté le cas où elle exploite elle-même, en régie, son réseau de distribution d'électricité, la collectivité est tenue d'en confier l'exploitation à ERDF ou à une entreprise locale de développement (ELD) dans le cadre d'une concession.

Aux termes de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), les collectivités territoriales ou leurs établissements de coopération négocient et concluent, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions.

3 - Des autorités concédantes nombreuses et hétérogènes en dépit d'une incitation à leur regroupement

Les autorités organisatrices de la distribution de l'électricité sont soit des communes, soit des établissements de coopération intercommunale. L'article 33 de la loi du 7 décembre 2006 incite au regroupement des autorités organisatrices au sein d'un syndicat unique, pour l'ensemble du territoire départemental ou de plusieurs départements contigus, ou à la constitution de groupements de collectivités territoriales dont la population est au moins égale à un million d'habitants.

Cette disposition, qui devait aboutir à terme à une réduction importante du nombre de concessions, n'a été que partiellement mise en oeuvre : il reste 736 concessions¹ dont 537 communales et 199 intercommunales. La départementalisation est en progrès sensible mais reste inachevée, puisque seuls 55 départements disposent à ce jour d'un syndicat unique.

Les raisons de la réticence des communes et syndicats à se regrouper dans une structure unique au sein du département sont diverses : les communes urbaines considèrent que les enjeux de la distribution de l'électricité sur leur territoire sont différents de ceux des zones rurales ; les communes et syndicats ruraux souhaitent conserver la maîtrise d'ouvrage des travaux qu'ils réalisent ainsi que les recettes qu'ils peuvent percevoir dans le cadre du régime d'électrification rurale.

Dans le département du Nord, les réunions de concertation organisées par le préfet avec l'ensemble des autorités concédantes, dans la perspective de la création d'un syndicat unique, ont révélé la réticence des acteurs concernés par le regroupement.

Le département du Rhône comprenait quatre autorités concédantes : deux communes et deux syndicats intercommunaux. Le Syndicat SIGERLY regroupe 56 communes, essentiellement urbaines, et le SYDER en comprend 235, essentiellement rurales. La ville de Lyon souhaite conserver son autonomie, estimant que le caractère urbain de sa concession ne pourrait être pris en compte de façon totalement satisfaisante à l'échelle départementale.

En définitive, le très grand nombre d'autorités concédantes crée une situation difficile : face à un concessionnaire en situation de monopole légal, l'existence de 736 autorités concédantes, et donc d'autant d'interlocuteurs et de cas particuliers à traiter, paraît excessive.

Cet éparpillement place les autorités concédantes dans une situation de faiblesse vis-à-vis du concessionnaire, même si cette situation est, en partie, compensée par l'existence d'une fédération qui joue le rôle d'interlocuteur vis-à-vis d'ERDF au niveau national, la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR).

La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)

Association créée en 1934, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies regroupe environ 500 collectivités territoriales, établissements publics de coopération intercommunale et régies, spécialisés dans les services publics locaux de distribution d'électricité, de gaz, d'eau et d'assainissement. Son rôle consiste à relayer, auprès des pouvoirs publics, le point de vue de ses adhérents et à négocier avec les concessionnaires les adaptations à apporter au cadre contractuel. Ainsi, après avoir travaillé en 1992 avec EDF à la rédaction d'un nouveau modèle de contrat de

¹ En mars 2010, ERDF gérait encore 1 025 concessions. La forte diminution observée est liée au regroupement de 90 % des communes du département de l'Aude.

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ :

La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)

concession, approuvé par arrêté ministériel, elle a conclu avec cette entreprise et, depuis 2008, avec ERDF différents protocoles d'accord.

Cependant, les accords passés nationalement entre ERDF et la FNCCR sur des points précis, comme la valorisation des ouvrages remis par le concédant ou les indicateurs de qualité, n'apportent pas une solution d'ensemble aux problèmes rencontrés dans l'exécution des concessions de distribution publique d'électricité même s'ils contribuent à limiter les désaccords.

Dès le début des années 2000, la fédération a défendu une politique ambitieuse d'investissements sur le réseau, afin de préserver la qualité de l'électricité. En octobre 2011, la FNCCR a publié un livre blanc « Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ? », préconisant un renforcement des attributions des autorités concédantes. Elle propose notamment de donner la faculté aux autorités concédantes de remplacer ERDF par une régie ou un autre opérateur public, en cas de défaillance grave du concessionnaire.

Par ailleurs, l'existence de 736 autorités concédantes conduit à multiplier les frais de structure, dont le coût repose en partie sur le consommateur final d'électricité (redevances). Leur regroupement au niveau départemental devrait donc être accéléré pour gagner en efficacité.

4 - Une répartition des travaux entre concessionnaire et autorités concédantes liée au classement des communes en régime urbain ou rural

Toutes les communes sont classées, par le préfet du département, en régime urbain ou en régime rural. Appartiennent, en principe, au régime rural, les communes de moins de 2 000 habitants qui ne font pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants. Toutefois, une circulaire du 22 avril 1971 autorise les préfets à maintenir en régime rural des communes qui devraient relever du régime urbain, et inversement. Dans ce cadre, 14 départements ont opté globalement pour le régime urbain, s'ajoutant ainsi aux quatre départements d'Île-de-France qui ne comportent aucune commune rurale.

Le classement dans l'un ou l'autre régime a des conséquences en termes de répartition des compétences entre concessionnaire et concédant pour le financement et la réalisation des travaux sur le réseau de distribution.

Les rôles respectifs du concessionnaire et des autorités concédantes en matière de travaux

Les travaux sur le réseau de distribution comprennent notamment le branchement d'un utilisateur au réseau, l'extension d'une ligne basse ou moyenne tension, le renforcement d'une ligne pour accroître la puissance injectée et soutirée, les travaux de maintenance (remplacement de câbles, de poteaux) ou encore l'enfouissement du réseau.

En régime urbain, les cahiers des charges des concessions prévoient que le concessionnaire assure la maîtrise d'ouvrage de la plupart des travaux liés au réseau de distribution, qu'il s'agisse du développement de celui-ci (extension de lignes notamment), de son renforcement ou de sa maintenance. La compétence des autorités concédantes est généralement limitée à la réalisation des travaux d'intégration dans l'environnement (enfouissement, amélioration esthétique).

Dans le cadre du régime rural, les autorités concédantes assurent la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux en basse tension, c'est-à-dire des travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement, de sécurisation et d'amélioration esthétique, tandis que le concessionnaire assume l'exploitation et la maintenance du réseau basse tension et prend en charge les travaux à réaliser sur le réseau moyenne tension.

Enfin, la loi de finances du 11 décembre 1936 a posé un principe de solidarité entre les communes urbaines et rurales en créant le Fonds d'amortissement des charges de l'électrification (FACÉ). Jusqu'à la loi de finances rectificative du 29 décembre 2011, le FACÉ était géré dans un compte spécial ouvert dans les écritures d'EDF qui en assurait la gestion. La loi de finances rectificative de 2011 a transformé le FACÉ en compte d'affectation spéciale.

Cette maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes, atypique au regard des autres concessions, est un héritage historique qui n'a jamais été remis en cause depuis les débuts de l'électrification rurale au vingtième siècle. Elle peut être considérée comme une contrepartie de ce que des éléments essentiels des concessions échappent à la compétence des autorités concédantes, en particulier la fixation du prix et le choix du concessionnaire.

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ :

5 - Des éléments essentiels des concessions échappant à la compétence des autorités concédantes

Le monopole légal confié à ERDF dans sa zone de desserte a pour conséquence de faire échapper les concessions de distribution d'électricité au régime de droit commun des délégations de service public. En application de l'article L. 1411-12 du code général des collectivités territoriales, les dispositions codifiées de la loi du 29 janvier 1993, dite loi Sapin, ne sont pas applicables à ces concessions. Ainsi, l'obligation de mise en concurrence ne s'applique pas.

Ces dérogations ont pour effet de priver les collectivités d'une partie importante de leurs compétences classiques d'organisation de la concession. Deux exemples illustrent l'encadrement juridique contraignant dans lequel s'inscrivent les contrats de concession : la tarification et l'information du concédant par le concessionnaire.

a) Un tarif unique déterminé au niveau national (TURPE)

Dans le régime de droit commun des délégations de service public, chaque contrat de concession détermine le tarif applicable aux usagers par le concessionnaire. Il en est ainsi, par exemple, des concessions de distribution d'eau potable conclues par les communes, où le prix à payer par l'usager est variable d'une concession à l'autre et dépend des caractéristiques locales et de l'état des réseaux.

Les concessions de distribution d'électricité échappent à ce régime de droit commun en ce qui concerne les tarifs. Ces tarifs sont fixés par la commission de régulation de l'énergie (CRE) et applicables sur tout le territoire national. Le tarif de transport et de distribution de l'électricité, unique sur tout le territoire national, est fondé sur un principe de péréquation tarifaire qui garantit à tous les usagers un prix d'accès au réseau identique, indépendamment de la distance parcourue par l'électricité entre le lieu de production et le lieu de consommation. Ces coûts sont pris en compte dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Le principe de la tarification unique sur l'ensemble du territoire a pour conséquence que toutes les concessions ne se trouvent pas dans des situations financières objectivement comparables : les déséquilibres résultent de l'hétérogénéité des recettes et des charges de chaque concession (géographie, densité de la population), alors qu'elles bénéficient du même tarif de distribution.

Pour neutraliser cet effet, ERDF a mis en place des « contributions d'équilibre ». Les comptes de chaque concession affichent donc un double résultat, le résultat réel et le résultat dit « normatif » de la concession comprenant cette contribution. Cette péréquation est une donnée essentielle : il s'ensuit que, les grandes concessions urbaines financent les territoires ruraux où l'habitat est plus dispersé, le réseau plus fragile et la rentabilité moindre.

Tableau 1. Les cinq concessions de distribution les plus « rentables »

Concession	Résultats 2011 (M€)
Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication	149,82
Ville de Paris	140,74
Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France	54,60
Syndicat départemental du Val-d'Oise	38,08
Syndicat d'énergie des Yvelines	34,84

Source : ERDF

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ :

Le tableau ci-dessus illustre la prédominance des zones urbaines, notamment l'Ile-de-France, dans les « excédents » dégagés par les concessions de distribution. À l'inverse, les concessions « déficitaires » sont généralement situées en zone rurale.

Tableau 2. Les cinq concessions de distribution les plus « déficitaires »

Concession	Résultats 2011 (M€)
Syndicat intercommunal d'électricité et de gaz du Puy-de-Dôme	- 14,03
Syndicat départemental d'énergie de la Dordogne	- 13,96
Fédération départementale d'électricité du Lot	- 11,16
Syndicat départemental d'énergie de l'Allier	- 10,89
Syndicat départemental d'énergie du Cantal	- 10,38

Source : ERDF

La contribution d'équilibre ne fait l'objet d'aucun prélèvement effectif sur la concession ni d'aucun versement. Elle correspond simplement à la répartition du résultat d'ERDF sur l'ensemble des concessions.

b) Une obligation limitée d'information du concédant

Un autre aspect du régime dérogatoire accordé aux concessions de de distribution d'électricité concerne la nature des informations que doit produire le délégataire à l'autorité concédante.

Les obligations des concessionnaires de réseaux de distribution d'électricité sont définies par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales qui donne peu de précisions sur le contenu du rapport à fournir par le concessionnaire. Il indique seulement que celui-ci « communique chaque année, notamment, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés ». Par ailleurs, le conseil national de la comptabilité a considéré, dans un avis du 19 décembre 1984 sur la conformité du plan comptable d'EDF, qu'en raison de l'existence de tarifs fixés au plan national, le concessionnaire est dispensé de l'obligation d'établir un compte de résultats par concession. L'analyse de nombreuses concessions a permis de vérifier qu'ERDF produit généralement l'ensemble des éléments requis.

C - Des fragilités juridiques

Depuis l'ouverture du marché de l'électricité, le cadre juridique applicable aux grands segments de ce marché (production, transport, distribution et fourniture) n'a cessé d'évoluer. Ces évolutions ont pour l'instant largement épargné les concessions de distribution d'électricité et le modèle français n'a été remis en cause par aucune décision juridictionnelle ou disposition législative qui instituerait une mise en concurrence des concessions et la fin du monopole légal accordé à ERDF.

Toutefois, l'état de la jurisprudence communautaire conduit une partie des autorités concédantes à s'interroger sur la pérennité du monopole légal d'ERDF et les incite à engager diverses actions pour rééquilibrer en leur faveur leurs relations avec ERDF.

Cette prise de conscience intervient dans un contexte où des contrats de concession importants vont arriver très prochainement à échéance¹. Après Paris et Nancy en 2010 et 2011, des collectivités importantes, comme Lyon, devront prochainement procéder au renouvellement de leur concession.

¹ La plupart des renouvellements de concession auront toutefois lieu à compter de 2020, avec un pic en 2024.

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ :

Les autorités concédantes situent ainsi leur action dans la perspective d'une évolution possible du cadre juridique de la distribution de l'électricité. Par exemple, la ville de Paris a souhaité, à l'échéance de son contrat de concession avec ERDF, ne pas négocier un nouveau contrat ; elle a préféré conclure un avenant avec l'opérateur historique pour limiter la durée de son engagement (prolongation de sa concession pour une durée de 15 ans).

La fin du monopole légal accordé à ERDF obligerait à repenser l'économie générale du système de distribution de l'électricité fondé, aujourd'hui, sur un principe de solidarité et de péréquation, avec la fixation d'un tarif d'accès au réseau unique pour tous les usagers.

Par exemple, si le monopole devait prendre fin, les autorités concédantes devraient disposer d'une connaissance du patrimoine concédé précise et complète, pour être capables de la communiquer aux entreprises candidates à une reprise de la concession et pour solder leurs créances et leurs dettes envers leur concessionnaire à l'échéance de la concession.

Cette prise de conscience a aussi incité les autorités concédantes à exiger davantage d'informations de leur concessionnaire, notamment en ce qui concerne les données patrimoniales.

À suivre...

Président / Directeur de la publication : Guillaume Prot - **Impression :** Groupe Moniteur - **Dépôt légal :** à parution.

Pour joindre directement vos correspondants composer le **01.40.13** suivi des 4 chiffres figurant entre parenthèses.

Directrice éditoriale : Elisabeth Salles (35 27) – **Rédacteur en chef :** Joël Spaës (50 49) – **Rédacteurs :** Françoise Marie (50 51) – Philippe Rodrigues (50 59)

Assistante : Stéphanie Leclerc (50 61). – Courriel : stephanie.leclerc@groupemoniteur.fr

Principal actionnaire : INFO SERVICES HOLDING - **Société éditrice :** Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823

Siège social : 17, rue d'Uzès 75108 Paris cedex 02 - **Numéro de commission paritaire :** 0912 T 82147
