

LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ FACE AUX DÉFIS OUVERTS PAR LA CONCURRENCE

par Jean-Pierre ANGELIER

Professeur à l'université Pierre Mendès-France de Grenoble

Nouredine HADJSAÏD et Jean-Claude SABONNADIÈRE

Professeurs à l'Institut polytechnique de Grenoble

L'introduction de la concurrence, l'insertion de la production décentralisée d'électricité, le vieillissement des infrastructures électriques, les objectifs d'amélioration de la qualité d'alimentation et les évolutions technologiques sont des éléments déterminants qui obligent à des investissements importants dans le réseau de distribution électrique: il s'agit entre autres d'adapter l'architecture et le pilotage de la distribution, d'améliorer le comptage, de rajeunir les infrastructures. La Commission de Régulation de l'Énergie fixe le tarif que les utilisateurs du réseau payent pour y accéder, et qui correspond à la rémunération dont dispose le gestionnaire du réseau pour en assurer le fonctionnement et en financer l'extension, l'adaptation et la modernisation. Le tarif fixé est volontairement bas afin d'obliger le gestionnaire de réseau à réaliser des gains de productivité. Ce niveau bas ne risque-t-il pas de priver le gestionnaire des moyens financiers dont il a besoin pour s'adapter aux contraintes et opportunités nouvelles?

Les changements institutionnels qui modifient progressivement l'industrie électrique ont un impact certain sur les activités de distribution. Cette strate de l'industrie électrique s'est charpentée au cours d'un siècle d'histoire, avec une certaine rigidité tenant à la lourdeur et à la longue durée de vie des investissements qui y sont engagés. Les collectivités territoriales sont propriétaires du réseau de distribution, service public en monopole qu'elles concèdent la plupart du temps à un gestionnaire responsable de son bon fonctionnement, de son extension, et du respect des obligations de service public. L'ensemble du réseau élec-

trique était organisé et piloté de manière centralisée, d'amont en aval, depuis la production à partir de grandes centrales de production, vers le réseau de transport, puis vers le réseau de distribution, dernier maillon indispensable au bon fonctionnement de l'ensemble de la chaîne de l'énergie.

L'introduction de la concurrence dans l'offre d'électricité, la dissociation entre fournisseurs, transporteur, et distributeurs, l'apparition de nouvelles modalités décentralisées de production d'électricité, tout cela pousse désormais le réseau de distribution dans une nouvelle dynamique: il s'agit en particulier d'adapter la conduite et l'architecture du réseau aux nouvelles contraintes, obligations et opportunités, d'améliorer le comptage, et dans le cas particulier de la France, de rajeunir les installations. Ceci a un coût qui en principe devrait être supporté par les utilisateurs du réseau. Mais le statut particulier du réseau de distribution et la multiplicité des décideurs qui y sont impliqués (et dont les objectifs ne sont pas tous convergents), créent une situation telle que les gestionnaires des réseaux de distribution risquent de ne pas disposer de tous les moyens financiers dont ils ont besoin pour s'adapter au mieux à la nouvelle donne, pour améliorer leur productivité dans le long terme.

I. — L'ÉVOLUTION DU CADRE INSTITUTIONNEL

Les pouvoirs publics mettent en place le cadre législatif qui établit les règles de bon fonctionnement d'une activité économique; ces règles sont la résultante d'un ensemble de contraintes et choix techniques, économiques et sociaux caractéristiques d'une époque, d'orientations politiques parfois. La distribution électrique est ainsi passée par trois étapes institutionnelles successives: une phase locale, une phase nationale, elle est à présent entrée dans une phase européenne de libéralisation.

L'organisation locale de la distribution électrique

Au début du vingtième siècle, l'électricité est essentiellement utilisée pour assurer l'éclairage public et la traction, l'industrie l'utilisant aussi parfois comme force motrice ou pour satisfaire des usages spécifiques. La faiblesse des tensions et la petite taille des unités de production en font une industrie locale. La loi du 15 juin 1906 relative à la distribution d'énergie est la première intervention notable des pouvoirs publics dans cette activité qui est perçue de la même manière que la distribution d'eau, de gaz manufacturé, que les transports en commun ou que l'éclairage public. L'échelle de l'activité est locale et elle revêt le caractère de service public. Le législateur de l'époque reconnaît implicitement la nature de monopole naturel local du réseau de distribution: étant donné l'importance des économies d'échelle en la matière et le poids financier considérable des investissements, il n'est pas souhaitable de le dupliquer. Et le monopole doit être public afin que son propriétaire ne soit pas tenté de retirer un avantage abusif de sa position, mais cherche plutôt à obtenir le maximum de bien-être pour les citoyens usagers de ce réseau.

C'est dans cet esprit que le législateur transfère aux collectivités territoriales la propriété des réseaux de distribution d'électricité, réseaux qu'elles peuvent soit exploiter directement en régie, soit, modalité la plus fréquemment utilisée, donner en concession; un cahier des charges précis détermine alors les droits et obligations du concessionnaire qui exploite, entretient et développe le réseau de distribution (il effectue le raccordement des nouveaux consommateurs, des nouveaux producteurs et les raccordements au réseau de transport). À l'époque, on retrouve cette organisation locale de la distribution électrique dans la plupart des pays: *Stadtwerke* en Allemagne, *utilities* aux États-Unis, entreprises municipales au Royaume-Uni, par exemple.

Mais il apparaît très vite que l'échelle la mieux adaptée à l'industrie électrique n'est pas la commune: l'élévation des tensions et l'augmentation de la taille des unités de production permettent à quelques firmes d'accroître considérablement leur taille, un oligopole se constituant autour de quelques entreprises dominantes telles la Compagnie Générale d'Électricité, la Société Lyonnaise des Eaux et de l'Éclairage, l'Union d'Électricité, l'Union Houillère et Électrique. Pour faire face à leurs responsabilités de propriétaire du réseau de distribution électrique, pour répondre aux questions complexes qui résultent des relations avec les concessionnaires de ces réseaux, pour faire contrepoids à leurs interlocuteurs de grande taille, les communes se regroupent en syndicats: le SIPPÉREC (Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Électricité et les Réseaux de Communication) par exemple, regroupe 87 communes de la ceinture parisienne; ou encore le SYDER (Syndicat Départemental d'Énergies du Rhône), qui organise la distribution électrique pour 235 communes de ce département. Et dès 1934, la plupart des collectivités territoriales et syndicats se rapprochent dans la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR). Les com-

munes rurales ayant choisi d'exploiter directement leur propre réseau de distribution, quant à elles, se rassemblent en Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité ou SICAÉ: en 1925, elles sont une cinquantaine et desservent un millier de communes rurales. Les régies se regrouperont également, mais plus tard: dans l'ANROC (Association des Régies de Services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales) en particulier, créée en 1962, qui comprend une centaine d'entreprises locales de distribution.

La loi du 31 décembre 1936 montre que le caractère de service public de la distribution électrique revêt bien une dimension nationale et pas seulement locale. Elle institue le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ), organisme de péréquation des investissements devant être engagés pour le développement des réseaux de distribution: les communes rurales peuvent prétendre à une aide financière de ce fonds auquel les collectivités urbaines contribuent cinq fois plus que les collectivités rurales.

À la veille de la Seconde Guerre mondiale, l'industrie électrique est devenue une activité à l'échelle de l'ensemble du pays. Mais si la consommation a été multipliée par dix depuis 1913, elle est encore peu développée puisque seul un ménage sur deux est raccordé (soit 10 millions de foyers). Et mises à part quelques grandes entreprises, elle est très morcelée, ne tire pas encore tous les avantages que l'on peut attendre de la grande taille: on compte à l'époque quelque 200 producteurs, une centaine d'entreprises de transport, 1150 entreprises privées de distribution, 250 régies, et pas moins de 20000 concessions.

L'organisation à l'échelle nationale

La loi de nationalisation de l'électricité et du gaz du 8 avril 1946 concentre les activités au niveau du pays. La nationalisation de quelque 1500 sociétés électriques fusionne l'essentiel de la production électrique dans

EDF, lui accorde le monopole du transport et des flux extérieurs, et transfère à la nouvelle entreprise publique la plupart des concessions de distribution. Les collectivités territoriales restent propriétaires des réseaux, les régions conservent leur statut: elles acquièrent, avec les SICAÉ, le statut juridique de Distributeurs Non Nationalisés (DNN), ou d'Entreprises Locales de Distribution (ELD). Cette intégration horizontale et verticale de l'industrie électrique française est efficace. Elle permet de mettre en place, sous l'égide d'un décideur unique, une gestion standardisée du réseau de distribution; la concertation entre la FNCCR et EDF aboutira en particulier à la normalisation des concessions de distribution. Les tensions s'élèvent, la taille des turbines s'accroît. La planification centralisée de l'industrie électrique nationale se fait selon une architecture arborescente et radiale: l'électricité produite à partir d'un petit nombre d'usines de grande capacité est envoyée sur le réseau de transport national à haute tension dont les grandes branches sont prolongées par des lignes de distribution à moyenne puis à basse tension, quelques boucles complétant le schéma radial afin d'assurer la sécurité de la distribution. Cette organisation de l'industrie électrique française permet, à partir du milieu des années quarante et jusqu'à la fin des années soixante-dix, de doubler les flux tous les dix ans. En 1938, la consommation était de 21 TWh, elle passe à 35 en 1950 et à 185 TWh en 1975; cette année là, 20 millions de foyers sont abonnés à l'électricité, soit la quasi-totalité d'entre eux. Elle autorise aussi une amélioration régulière de la qualité de l'offre: la durée moyenne d'interruption de fourniture par client et par an (critère B ou SAIDI) était de 400 minutes en 1978, passe à 100 minutes en 1991, et tombe à 51 minutes en 2001.

L'organisation de l'industrie électrique à l'échelle nationale a fait preuve d'efficacité. Pourtant, un changement de circonstance mène à la transformation du cadre institu-

tionnel régissant entre autres le réseau de distribution électrique.

Le nouveau paradigme

Le marché commun européen, inscrit dans le traité de Rome de 1957, se concrétise progressivement et appelle une autre organisation des industries électriques nationales des États membres. Les directives européennes du 19 décembre 1996 et du 26 juin 2003 demandent à chaque pays membre de l'Union européenne de mettre en place un marché intérieur de l'électricité, là où fonctionnaient des quasi-monopoles publics, et de mettre en place des règles communes de fonctionnement en vue de la constitution à venir d'un marché électrique européen intégré. Ces directives sont transposées dans le droit français par une série de textes officiels. Les principaux, pour ce qui est de notre propos, sont les suivants:

— la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité; (elle ouvre progressivement à la concurrence la demande et l'offre d'électricité, donne naissance à la Commission de Régulation de l'Énergie, prévoit la séparation entre fournisseurs, transporteur et distributeurs, confirme l'ancienne organisation de la distribution et son statut de service public);

— la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières; (elle recense les missions des gestionnaires de réseaux publics de distribution, précise les modalités d'établissement des contributions financières d'accès des tiers aux réseaux; elle transforme aussi EDF et GDF en sociétés anonymes);

— la loi du 13 juillet 2005; (loi de programmation des orientations de politique énergétique);

— le contrat de service public passé entre l'État et EDF (24 décembre 2005) et dont

les obligations relatives à la distribution sont transférées à ERDF lors de sa création;

— la loi du 7 décembre 2006 (qui impose la filialisation des distributeurs).

L'arsenal juridique est pratiquement complet, qui organise la nouvelle structure de l'industrie électrique.

La concurrence est ouverte dans l'offre et la commercialisation de l'électricité: depuis le 1^{er} juillet 2007, tout consommateur peut choisir librement son fournisseur (ils sont actuellement 24 à approvisionner le marché français; EDF reste en tout état de cause le principal offreur). La dissociation verticale est effective entre fournisseurs d'électricité, transporteur (RTE est filiale de EDF depuis le 1^{er} septembre 2005) et distributeurs: depuis le 1^{er} janvier 2008, la distribution électrique est assurée par ERDF (Électricité Réseau Distribution France), filiale de EDF, et par quelque 165 entreprises locales de distribution. Cette dissociation verticale a pour but d'éviter que l'opérateur historique ne se donne un accès préférentiel aux réseaux de transport et distribution, ce qui l'avantagerait face à ses concurrents. Une agence de régulation indépendante, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) organise et surveille la concurrence, supervise le fonctionnement des deux strates de l'industrie restées en monopole du fait de leur caractère de monopole naturel: le transport et la distribution.

Le but recherché par l'adoption de cette nouvelle organisation est d'abaisser les coûts, d'accélérer les changements techniques, de transférer les baisses de coûts et les améliorations techniques aux consommateurs qui devraient ainsi connaître une réduction des prix et une meilleure qualité du service rendu.

En 2007, le réseau français de distribution achemine les quatre cinquièmes de l'électricité consommée en France. Il comporte 635 000 km de lignes de moyenne tension (HTA, 20 kV), aboutissant à un parc de

720 000 transformateurs qui abaissent la tension à 400 ou 230 volts sur les 706 000 km de lignes basse tension (BT). La distribution reçoit 353 TWh du réseau de transport et 19 TWh de producteurs locaux, fournit 350 TWh à 34 millions d'abonnés. ERDF est le principal distributeur: elle gère 1 200 concessions, délivre 95% de l'énergie (332 TWh). Les autres distributeurs sont soit des sociétés d'économie mixte locales (c'est le nouveau statut des régies, telles GEG qui livre 0,9 TWh à l'agglomération grenobloise ou Sorégies qui vend 1,2 GWh à 269 communes du département de la Vienne), soit des SICAÉ (la SICAÉ Oise, par exemple, distribue 0,8 TWh). Ce réseau a été organisé au fil des décennies de la vive croissance d'après guerre, dans le cadre d'un monopole public national et d'une gestion centralement planifiée. Il va devoir être aménagé afin de faire face aux défis nouveaux ouverts par le nouveau cadre institutionnel.

II. — LES DÉFIS AUXQUELS SONT CONFRONTÉS LES DISTRIBUTEURS

Dans le cadre d'une concurrence régulée, les distributeurs se mesurent à un ensemble de défis nouveaux. Tout d'abord: le réseau de distribution avait été conçu comme le dernier chaînon d'un agencement hiérarchisé, organisé et exploité en structure arborescente; pour réaliser les objectifs fixés par la nouvelle politique énergétique, l'architecture doit en être modifiée tant au niveau topologique que dans un mode d'exploitation plus à même d'offrir de nouveaux services aux utilisateurs du réseau. Ensuite: le nouveau cadre institutionnel oblige à un comptage plus poussé qu'auparavant, ce que les nouvelles technologies de l'information et de la communication rendent possible, et qui est souhaitable si l'on veut favoriser une concurrence plus vive. Enfin, situation conjoncturelle, le patrimoine dont

hérite ERDF est quelque peu vieillissant et demande à être rajeuni; rajeunissement qui peut faciliter la réalisation des deux autres objectifs.

Faire évoluer l'architecture et la conduite du réseau

Dans le cadre du quasi-monopole public d'EDF, la fonction principale des réseaux de distribution était l'acheminement final de l'énergie de l'amont vers l'aval, depuis le réseau de transport jusqu'au consommateur, ce qui impliquait une exploitation de l'architecture en mode radial (un seul chemin entre deux nœuds). Du fait de l'évolution des techniques de production et des orientations nouvelles de politique énergétique, cette architecture demande à être adaptée.

La Commission de Bruxelles fixe à l'horizon 2020 un objectif de 20% de pénétration d'énergies renouvelables, 20% de réduction des émissions de gaz à effet de serre, et 20% d'amélioration de l'efficacité énergétique. Ces objectifs ont été repris en France par la loi POPE du 13 juillet 2005 qui prévoit en particulier de porter de 16,5% en 2004 à 21% en 2015 la part de l'électricité verte. L'obtention de ce résultat sollicite vivement le réseau de distribution qui est responsable de ces injections distribuées. En 2007, ce réseau raccorde 6 290 sites de production d'électricité décentralisée: cogénération (2 246 MW installés), électricité éolienne (2 336 MW installés), électricité photovoltaïque (11 MW installés par 2 650 sites d'une puissance moyenne de 4 kW); ensemble, ils ont injecté 19 TWh dans le réseau de distribution, en basse tension pour l'essentiel, et dans le réseau HTA pour certaines fermes éoliennes. Est-il besoin de souligner la différence de structure de cette offre distribuée, par comparaison avec les 58 centrales électronucléaires, d'une capacité de 63 GW, produisant 419 TWh? Cette multiplication des sites d'offre d'électricité verte est impulsée par les tarifs préfé-

rentiels d'achat proposés aux producteurs: 0,14 €/kWh pour la méthanisation des déchets, 0,55 ou 0,30 €/kWh pour le solaire photovoltaïque selon qu'il soit ou non intégré au bâtiment, 0,13 €/kWh pour l'électricité éolienne; alors que le consommateur domestique paye 0,11 €/kWh l'électricité qu'il consomme. L'offre d'électricité verte existe désormais et se développera encore.

Le gestionnaire du réseau de distribution qui gère, entre autres, les injections et soutirages au niveau des réseaux de distribution, assure de manière non discriminatoire l'appel des différents producteurs. Sa tâche se complique lorsqu'il doit prendre obligatoirement des injections (c'est le cas de l'électricité verte) et qu'il ne peut plus se baser uniquement sur un ordre de mérite des fournisseurs; la tâche est encore plus complexe lorsqu'une grande part de l'électricité verte est intermittente (elle dépend de conditions météorologiques qui ne sont pas prévisibles avec certitude), ce qui est le cas pour l'éolien, le photovoltaïque, la micro-hydraulique. Pour faire face à ces obligations et contraintes (très grand nombre de petits producteurs, offre aléatoire, besoins d'amélioration de la qualité de fourniture), le gestionnaire de réseau doit réaliser de nouveaux investissements: le raccordement de chaque nouveau producteur d'électricité distribuée requiert l'installation de trois compteurs; de nouvelles lignes doivent être tirées afin de réaliser certains échanges maillés à l'échelle locale, parfois aussi pour diriger cette électricité locale vers le réseau de transport; et le gestionnaire de réseau doit mettre en place de nouveaux systèmes de contrôle commande, bien plus sophistiqués que ceux d'aujourd'hui, capables de gérer avec une grande flexibilité les contraintes nouvelles. Par ailleurs, le gestionnaire de réseau est placé face à de plus grandes incertitudes, à des difficultés de pilotage et de lissage qui peuvent se traduire par des pertes plus grandes sur le réseau (des injections achetées la veille sur le marché de

gros sont effectuées au moment où une production verte aléatoire entre sur le réseau), ou par des pénalités plus importantes (le gestionnaire n'injecte pas de l'électricité qu'il avait achetée la veille car des injections non prévues d'électricité verte rendent ces achats inutiles) versées au responsable d'équilibre du réseau de transport.

Les réseaux de distribution électrique peuvent contribuer à la réalisation des objectifs de politique énergétique (moindre dépendance énergétique, moindre empreinte environnementale) : mais cette contribution a un coût, bien au-delà du simple différentiel d'achat à prix préférentiels de l'électricité verte.

Améliorer le comptage

Le second défi provient de l'introduction de la concurrence dans la fourniture d'électricité et de la dissociation verticale entre offre, transport, distribution et commercialisation. L'ouverture à la concurrence et la partition des tâches entre acteurs distincts demandent au gestionnaire de réseau, responsable du comptage, de collecter et traiter un nombre d'informations bien plus important qu'auparavant. Il doit mesurer les injections et soutirages correspondant à chacun des fournisseurs (leur nombre augmente considérablement) ; il doit facturer l'accès aux réseaux de chaque fournisseur ; il doit distinguer dans la facturation les services d'acheminement, l'énergie, la contribution aux charges du service public de l'électricité. Et le clivage opéré par le législateur entre fonctions techniques et fonctions commerciales ne facilite pas le travail. L'activité de comptage est devenue lourde ; elle constitue un gisement de productivité non négligeable pour les gestionnaires.

Le comptage doit également être adapté à la concurrence nouvelle. Les consommateurs français, domestiques tout particulièrement, se montrent frileux pour passer aux contrats à prix de marché, et restent majoritairement fidèles aux tarifs régulés. Au

1^{er} juillet 2008, 1% seulement de la consommation des sites résidentiels s'effectue en offre de marché, et 46% de la consommation des sites non résidentiels (soit 32% pour l'ensemble des sites) ; un grand nombre d'entre eux demandant à revenir aux tarifs régulés. Cette réticence à passer aux prix de marché s'explique sans doute en partie (mais en partie seulement, la cause essentielle étant bien entendu le différentiel de prix nettement à l'avantage des tarifs régulés) par le fait que les nouveaux concurrents n'offrent rien de bien nouveau par rapport au fournisseur historique. Or, la théorie de l'économie industrielle nous enseigne que lorsqu'une industrie arrive en phase de maturité, ce qui est le cas pour l'électricité, la différenciation de l'offre est en général la stratégie la plus pertinente. Pour qu'une telle stratégie puisse être mise en œuvre dans le marché électrique, il faut que la courbe de charge de chaque consommateur soit connue avec bien plus de précision que ce n'est le cas aujourd'hui : cela permettrait de proposer des offres différenciées, adaptées à chacun d'eux (par exemple, un affinement des offres horo-saisonniers, des possibilités accrues d'effacement volontaire, ou encore des offres vertes plus significatives). Plus généralement, ce comptage avancé, communiquant, rendrait la demande et l'offre plus élastiques par rapport au prix, la concurrence par les prix pouvant alors s'exercer de manière plus intense. Peut-être contribuerait-il à réduire les pertes en réseau, qui en 2007 représentent 7% de l'énergie vendue (et 12% des charges de ERDF). Les techniques nouvelles de l'information et de la communication permettent un comptage fin, les *compteurs intelligents* existent en Italie et en Suède. Des mesures pour mettre en œuvre ce type de comptage sont en préparation dans de nombreux pays européens et au-delà. En France, ERDF s'engage dans la voie du comptage avancé par la réalisation, en 2010-2012, d'un programme de remplacement de 300 000 compteurs anciens par des

compteurs communicants et par la mise en place des capacités de gestion des informations nouvelles que ces équipements permettront de collecter (le système d'information représentant les deux tiers du coût des investissements). Une fois les enseignements de cette expérience bien maîtrisés, c'est le reste des 34 millions de sites éligibles qu'il faudra équiper pour réaliser un comptage avancé, pour un coût de 4 milliards d'euros, selon l'estimation d'ERDF. Le progrès dans le comptage est source de gains de productivité, de baisse de coûts et de prix. Mais il requiert un important investissement préalable.

Rajeunir le réseau

Le troisième défi est de nature conjoncturelle. La CRE constate que les investissements engagés dans le réseau de distribution ont sensiblement baissé au cours de la période 1994-2003, ce qui implique une sensibilité accrue du réseau aux diverses contraintes électriques (variation de la tension par exemple) d'une part, un réseau quelque peu vieillissant d'autre part : l'âge moyen des installations est de l'ordre de 30 ans. Outre le fait que la fréquence des défaillances s'élève sensiblement au-delà de cet âge, cela signifie aussi que ces équipements correspondent à des technologies et principes de pilotage qui doivent être adaptés pour faire face à la nouvelle donne énergétique. Ainsi, 68% du réseau français de distribution est aérien, alors que ce taux est de 37% en Grande-Bretagne, de 25% en Allemagne ; or, les incidents sont deux fois plus fréquents sur les lignes aériennes que sur les lignes souterraines (sauf sur certaines jonctions). Et un quart du réseau basse tension, soit 150 000 km, est encore à fils nus. Les interrupteurs (systèmes de protection et de contrôle commande) sont en majorité de type électromécanique à commande manuelle, mal adaptés à la dureté des contraintes actuelles d'exploitation. On recense encore près de 40 000 compteurs

HTA électromécaniques anciens, soit le tiers du parc (ils sont la propriété des clients et non des concessionnaires). Bien sûr, cette situation n'a pas empêché des évolutions de qualité telle l'introduction du numérique dans certains composants et postes du réseau de distribution. Il n'en reste pas moins que, conséquence de cette relative vétusté du réseau français de distribution et de son utilisation en limite de capacité, la qualité de la distribution qui s'était considérablement améliorée au cours des décennies précédentes se dégrade maintenant. Ainsi, la durée d'interruption moyenne par usager et par an (critère SAIDI) passe de 51 minutes en 2001 à 60 en 2003, 64 en 2005, et 74 minutes en 2007 (dont 72 imputables à la distribution et deux au transport). Bien que l'on puisse arguer que les différences des caractéristiques géographiques des divers pays (étendue du territoire, densité des activités économiques, taux des réseaux ruraux, importance des reliefs), de leurs caractéristiques climatiques, limitent quelque peu la pertinence de la comparaison, force est de constater que la France se situe désormais derrière plusieurs de ses partenaires européens pour ce qui est de la qualité de la fourniture alors qu'elle se situait dans le trio de tête en la matière: Pays-Bas, Autriche, Allemagne, Suède, Grande-Bretagne connaissent un SAIDI inférieur à 60 minutes, la moyenne européenne étant de 65 minutes. Ces performances sont bien entendu incomparablement supérieures à ce que l'on connaissait à la fin des années soixante-dix, mais la nature de la demande est aujourd'hui différente: certains secteurs émergents telle l'économie numérique (les hôtels internet, par exemple) requièrent une qualité presque parfaite. Et le bon fonctionnement de la concurrence dans la fourniture appelle une offre de caractère irréprochable: il ne faudrait pas que l'ouverture à la concurrence soit synonyme d'une dégradation de la qualité. C'est pourquoi le contrat de plan de 2005 liant l'État et EDF (désormais ERDF

pour tout ce qui concerne la distribution) exige de la part du gestionnaire de réseau des performances minimales: un décret établira périodiquement les niveaux de qualité que doivent respecter les gestionnaires. Ce contrat fixe aussi les prescriptions techniques que ces derniers sont tenus d'honorer: par exemple, 90% des lignes HTA nouvelles seront enfouies, 65% des lignes BT seront souterraines ou réalisées en techniques discrètes (isolé torsadé en façade).

Il est vrai que les coupures d'électricité reviennent cher: si l'on retient l'estimation généralement avancée de 9 €/kWh comme coût d'interruption de fourniture (les Anglo-Saxons parlent de *value of loss load*), cinq minutes de coupure aux heures de pointe font perdre quelque 60 millions d'euros à l'économie française. Mais il est vrai aussi que le coût de la sécurité est élevé: par exemple, il faut dépenser près de 200 000 € pour enfouir un kilomètre linéaire de ligne électrique. Ce troisième défi, rajeunir le réseau, est donc lourd d'un point de vue financier. Mais tous comptes faits, les investissements de rajeunissement pourraient permettre d'atteindre plus rapidement les objectifs correspondant aux deux autres challenges: redessiner l'architecture du réseau, moderniser le comptage.

III. — UN ENJEU FINANCIER COMPLEXE

Pour un consommateur domestique type (abonné à une puissance de 6 kVA, option de base, consommant 3 300 kWh dans l'année), le coût de la fourniture représente 38% du montant de la facture, les taxes et contributions 26%, l'acheminement 36% (25 % pour la seule distribution). Gagner en efficacité sur la distribution n'est donc pas anodin pour le pouvoir d'achat des ménages et pour la compétitivité des petites entreprises. La distribution est *une infrastructure essentielle*: elle n'est pas duplicable

et son propriétaire doit en garantir l'accès à tout opérateur en concurrence sur le marché. Elle est donc organisée en monopole et échappe au marché; le régulateur fixe le montant du tarif d'accès au réseau, selon le principe incitatif du *price cap*. Mais ce montant semble ne pas couvrir l'intégralité des charges d'investissement que le distributeur souhaiterait engager. Le risque de sous-investissement dans la distribution tient en particulier à la multiplicité des acteurs désormais impliqués dans la distribution, à la partition des responsabilités, à la non-convergence des objectifs.

Le TURPE ou l'accès régulé des tiers au réseau

Le financement des dépenses de fonctionnement, d'entretien et de développement d'un service public à caractère industriel, ce qu'est le réseau de distribution, est à la charge des utilisateurs du réseau. La distribution ayant statut de monopole régulé, le prix de l'accès au réseau ne peut être fixé par le marché; c'est à l'agence de régulation de déterminer le montant des redevances que doivent acquitter les utilisateurs.

La CRE charge les gestionnaires de réseaux de distribution, ERDF pour l'essentiel, de gérer au mieux les infrastructures et d'en organiser le développement, dans une situation d'asymétrie d'information: l'agent (le gestionnaire) est en prise directe sur ce qui se passe effectivement dans le réseau, mais ne transmet pas nécessairement toutes ses connaissances au principal. Ce dernier (la CRE) met donc en place un principe de tarification destiné à obliger l'agent distributeur à adopter le comportement qu'il attend de lui, malgré l'asymétrie d'information. Deux modalités distinctes de tarification peuvent être pratiquées: le coût complet (*cost plus*) est un tarif d'utilisation du réseau qui correspond au coût moyen engagé par le gestionnaire, y compris une marge bénéficiaire rémunérant les capitaux investis; le prix limite (*price cap*), quant à

lui, est déterminé sur la base du prix de revient observé ou estimé, assorti d'un mécanisme imposant à l'opérateur un effort de productivité progressif. Le régulateur adopte la modalité du coût complet lorsqu'il veut inciter à un développement intense et rapide d'un réseau, comme c'est le cas pour le réseau de transport du gaz naturel; l'inconvénient est alors que même si le gestionnaire est inefficace dans sa gestion, même s'il engage des investissements excessifs, l'utilisateur du réseau payera. C'est pour éviter ce biais que le régulateur applique en général le principe du *price cap*: le tarif de la période p1 est calculé à partir du tarif de la période p0, affecté d'un coefficient qui correspond à l'évolution attendue du prix unitaire des différentes dépenses (il s'agit d'éliminer les variations de prix pour ne conserver que les variations de volumes), et qui est minoré d'un coefficient correspondant au gain de productivité minimum que l'on attend du gestionnaire (pour un même volume d'activité, le volume des charges doit diminuer). Si l'opérateur réalise des gains de productivité plus importants que ceux qui lui sont demandés, il garde pour lui l'excédent de profit, gratification qui devrait l'inciter à améliorer effectivement sa productivité.

La CRE établit le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) sur la base du *price cap*. Le TURPE repose sur les principes suivants: péréquation tarifaire (le tarif est identique sur l'ensemble du territoire), timbre poste (il est indépendant de la distance séparant les points d'injection et de soutirage), contribution en fonction de la puissance souscrite, des quantités appelées, des plages horo-saisonnnières d'appel. La CRE présente sa proposition tarifaire au ministère de l'Économie, du Développement et de l'Aménagement durables, qui en décide l'application par décret. Le premier TURPE a été mis en place pour la période 1^{er} novembre 2002 – 31 décembre 2005; le TURPE 2 est en vigueur sur la période 1^{er} janvier 2006 – 31 décembre 2008 (en moyenne, ce tarif est

de 32 €/MWh livré). Le TURPE 3 entre en fonction au 1^{er} janvier 2009, pour une période de trois ans. Globalement, le retour d'expérience du TURPE 2 est jugé satisfaisant et les acteurs ayant participé à l'enquête publique sur l'élaboration du TURPE 3 sont d'accord pour conserver le principe du *price cap*. Ce qui ne veut pas dire pour autant que les points de vue de toutes les parties prenantes à la distribution électrique convergent.

Les divergences quant au montant du TURPE 3

Pour le TURPE 3, la CRE propose une hausse de 8% par rapport à la période précédente. ERDF estime pour sa part qu'une augmentation de 15,1% sur les trois ans à venir est indispensable pour couvrir ses dépenses. L'écart entre ces deux propositions représente, en année pleine, 0,8 milliard d'euros en plus ou en moins pour ERDF, ou encore la moitié des flux de trésorerie que l'entreprise affecte aux investissements. La CRE voit deux causes à l'accroissement des tarifs: la hausse du coût d'achat unitaire de l'électricité perdue en réseau, et l'augmentation des dépenses d'investissement. ERDF en souligne une troisième: le rattrapage des prix qui n'ont pas suffi à couvrir les hausses de coût d'achat des pertes en réseau encourues lors du TURPE 2 (les prix de marché de l'électricité ont été bien plus élevés que prévu). La divergence ne porte donc pas sur les facteurs de hausse, mais essentiellement sur l'estimation du montant des investissements à engager et sur les modalités de leur financement. C'est que les fonctions objectif des cinq principaux acteurs engagés dans la distribution électrique ne convergent pas sur la question des tarifs.

ERDF est un opérateur industriel. À ce titre, il souhaite que le réseau fonctionne efficacement et aspire à disposer des moyens financiers lui permettant d'adapter (comptage, architecture, pilotage) et rajeunir le

patrimoine qu'il gère. Par exemple, il ne serait pas rationnel d'entreprendre des dépenses de maintenance là où un investissement de modernisation permettrait de réaliser des gains de productivité et de qualité consistants, immédiats et de long terme. ERDF désire réaliser des investissements importants, demande en conséquence une forte hausse des tarifs. Elle s'engage en même temps à réaliser le plus d'efforts de productivité possibles et propose même de reverser aux utilisateurs du réseau une partie des gains qu'elle réaliserait au-delà des objectifs fixés par le tarif. C'est sur cette base que repose sa demande d'augmentation du TURPE 3. Mais tous les efforts financiers doivent-ils être supportés par les consommateurs d'aujourd'hui, qui compenseraient ceux qui n'ont pas été effectués par ceux d'hier, et dispenseraient d'effort ceux de demain?

Les collectivités territoriales veulent le maintien de la valeur de l'énorme patrimoine industriel dont elles sont propriétaires: le bon fonctionnement du réseau contribue au développement des activités économiques et humaines sur leur territoire. Elles acceptent donc de concourir dans une proportion croissante au financement des investissements du réseau de distribution; leur participation était de l'ordre de 15% dans les années cinquante et soixante, elle est maintenant de 26%. Cette contribution n'a-t-elle pas atteint, si ce n'est dépassé, un plafond? Ce n'est pas au contribuable de financer un établissement industriel public, mais à l'utilisateur, ce que rappelle volontiers la FNCCR.

L'État a une fonction objectif complexe: il est partie prenante dans la mesure où un réseau de distribution électrique efficace permet le bon fonctionnement de l'ensemble de la chaîne électrique, donne naissance à ce que les économistes appellent des externalités positives, c'est-à-dire un cadre favorable à l'activité économique pour lequel les agents qui en tirent avantage n'ont pas à payer. D'un côté, il souhaite minimi-

ser les dépenses publiques, réduire le déficit public, rembourser sa dette, diminuer le montant des prélèvements obligatoires, ne pas contribuer à la dégradation du pouvoir d'achat des consommateurs. Cela l'incite à ne pas participer au financement du réseau de distribution, alors que cela donnerait naissance à des externalités positives. D'un autre côté, la sécurité d'approvisionnement en énergie, la réduction de la dépendance énergétique extérieure, la politique de développement durable, l'attractivité des territoires français, tout cela l'incite à engager les dépenses indispensables au meilleur fonctionnement possible des réseaux de distribution d'électricité. Ne pourraient-ils pas bénéficier de mesures telles que celles annoncées par la loi programme « Grenelle de l'environnement », puisque les investissements d'adaptation qui y sont engagés

contribuent à la réalisation des objectifs de politique énergétique et environnementale? EDF est propriétaire à 100% de ERDF. L'opérateur historique est désormais un fournisseur parmi d'autres, mais qui délivre encore plus de 90% de l'électricité circulant sur le réseau. Elle peut être tentée d'engager plus d'argent dans sa filiale de distribution, pour en améliorer le fonctionnement et la qualité de fourniture, mais cela bénéficierait aussi à ses concurrents qui eux ne paieraient que le TURPE. D'un autre côté, elle aspire à retirer de sa filiale des dividendes qui par exemple peuvent participer au financement de sa stratégie d'expansion européenne. Le compromis à trouver n'est pas simple.

La CRE est l'agent central: elle souhaite le bon fonctionnement du réseau, défend les intérêts des utilisateurs du réseau et consommateurs, veille au bon fonctionnement de la concurrence. Ne risque-t-elle pas

de brider le passage à une concurrence plus effective et plus efficace dans le secteur de l'électricité, lorsqu'elle limite le financement d'investissements facilitant cette transition, lorsqu'elle impose des objectifs de productivité de trop court terme à ERDF?

Les questions sont posées. L'adaptation du réseau de distribution d'électricité aux contraintes et opportunités nouvelles (production décentralisée, développement durable, évolution des technologies électriques, d'information et de communication), au bon fonctionnement de la concurrence, appelle des investissements importants. Le risque de sous-investissement est réel, qui dans l'intention d'obliger le gestionnaire de réseau à être efficace dans le court terme, le priverait des capacités financières lui permettant d'être beaucoup plus efficace encore dans le plus long terme ■

BIBLIOGRAPHIE

ANGELIER J.-P. (2007), « Économie des industries de réseau », Grenoble, **PUG**

CRE (2008), rapport d'activité 2007.

CRE (2008), Troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité; consultation publique de la CRE sur les principes de tarification.

CRE (2008), Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, 2^{ème} trimestre 2008.

ERDF (2008), Une nouvelle entreprise: ERDF; dossier de presse.

FNCCR (2004), Les services publics par réseaux, entre régulation locale et concurrence.

PINTAT X. (2007), Travaux de la mission d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique; audition devant le Sénat, Paris, 11 avril.

MENENTEAU P., FINON D. (2004), « Coûts et prix de l'intermittence des énergies renouvelables dans

les marchés électriques libéralisés ». *Revue de l'Énergie*, n° 554, pp. 79-89.

RTE (2008), Résultats techniques du secteur électrique en France, 2007.

SABONNADIÈRE J.-C., HADJSAID N. (2008), « Lignes et réseaux électriques, (tome 3: fonctionnement dans le cadre de la libéralisation des marchés) », Paris, Lavoisier.