Spécial

ēquilibRes

Janvier 2014

La Lettre de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

CREG

Les transformations dans le secteur de l'Électricité et de la distribution du Gaz

Zoom spécial sur ...

- La production de l'Électricité
- Le transport de l'Électricité
- Le transport du Gaz
- La distribution de l'Électricité et du Gaz

Introduction

Les industries électriques et gazières, et de manière générale les industries fonctionnant en réseau, ont connu dans le monde, depuis une vingtaine d'années, des mutations sans précédent.

En effet, des transformations institutionnelles ont été mises en œuvre et les entreprises énergétiques qui étaient, dans leur grande majorité, construites suivant un modèle vertical intégré (production, transport, distribution), reposant sur la propriété et le financement public des investissements, ainsi que sur un système de planification et de gestion centralisé ont vu ce modèle remis en cause.

Parmi les arguments qui ont poussé vers ces changements, nous citerons :

- Les besoins en investissements et la nécessité d'attirer les capitaux directs privés étrangers ou nationaux.
- L'argument de la libéralisation des marchés, l'élimination des monopoles et le désengagement des Etats, ce qui ouvre la voie à la concurrence, l'émulation et une meilleure efficacité escomptée.
- La déverticalisation des segments de l'industrie qui est fondée sur l'idée de séparer, d'identifier les coûts exacts de chacun et de spécialiser en vue d'améliorer la performance opérationnelle, la compétitivité et la qualité des services rendus aux consommateurs.
- En outre, grâce à l'interconnexion des différents réseaux nationaux, le commerce international de l'électricité se développe élargissant les opportunités.

En Algérie, les réformes institutionnelles dans le secteur de l'électricité découlent du Programme du Gouvernement et se sont traduites par l'adoption en février 2002 de la loi 02-01 sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisations qui organise la réforme autour des principaux objectifs suivants :

- Mettre en place une réglementation transparente et attractive ;
- Ouvrir le marché de la production à la concurrence, en favorisant de nouveaux entrants et en encourageant l'investissement privé ;
- Améliorer le service de la distribution en mettant en place une concurrence comparative entre distributeurs permettant une maîtrise des coûts ;
- Appliquer un tarif uniforme pour les clients captifs, avec le système requis de péréquation ;
- Assurer une meilleure protection de l'intérêt public dans les domaines de l'hygiène, de la sécurité et de la protection de l'environnement.

Pour la réalisation de ces objectifs, la loi définit comme mécanismes de mise en œuvre de la réforme :

la concurrence dans la production de l'électricité et la commercialisation de l'électricité et du gaz ;

- l'accès des tiers aux réseaux et le libre choix, par les clients éligibles, de leurs fournisseurs ;
- la concession, comme mode de gestion du service public de distribution de l'électricité et du gaz ;
- la transformation de SONELGAZ en une holding de sociétés par actions qui exerce, par le biais de filiales autonomes, les activités de production d'électricité, de transport de gaz, de transport d'électricité, et de distribution de l'électricité et du gaz ;
- la création de la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG).

Le document que vous avez entre les mains, fournit un éclairage sur ces transformations opérées au niveau de chaque branche d'activité constituant le secteur de l'électricité et du gaz, en donnant les différentes particularités ainsi que les objectifs attendus.

Des expériences étrangères dans ce domaine sont également décrites, permettant ainsi, aux lecteurs une meilleure compréhension de tous les concepts cités dans ce document.

La concurrence dans les industries électriques

Le processus d'ouverture des marchés de l'électricité a été engagé à la fin des années 1970 aux Etats-Unis. Il s'est ensuite généralisé au niveau mondial, dans un contexte de globalisation des échanges et de libéralisation progressive des économies, avec des objectifs de baisse des prix, d'efficacité économique et de qualité de service meilleures.

L'ouverture des marchés électriques a été favorisée par les progrès technologiques intervenus sur les filières turbines à gaz et cycles combinés à haut rendement, moins capitalistiques, plus rapides à construire que les autres types de centrales et offrant plus de flexibilité de fonctionnement (semi-base et pointe).

Ces progrès technologiques, conjugués au recul de la filière nucléaire dans un certain nombre de pays, ont eu des répercussions très importantes en termes de réduction des coûts et ont battu en brèche les principes sur lesquels reposait jusqu'alors le développement de la production d'électricité (économies d'échelle par le recours à des tailles de plus en plus grandes).

Les nouvelles technologies de l'information (mesurage et contrôle) ont également rendu possible la séparation (unbundling) entre les activités de production, de transport et de distribution, ce qui a permis d'envisager la concurrence dans la production, sans remettre en question le caractère de monopole naturel des réseaux de transport et de distribution, infrastructures capitalistiques où les économies d'échelle restent fondamentales. Elles ont impacté grandement l'ouverture de la production d'électricité grâce à des procédures de coordination et de conduite des systèmes plus fluides.

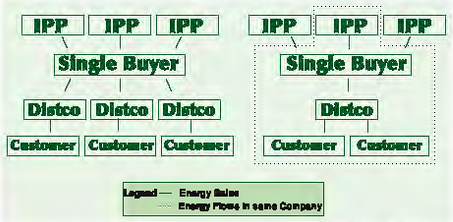
Pour qu'une concurrence effective puisse apparaître et s'exercer sur les marchés, des transformations profondes ont été apportées, avec la restructuration des monopoles historiques et l'émergence de nouveaux acteurs, producteurs indépendants et clients éligibles notamment. De nouvelles organisations, basées sur les principes de la séparation des activités régulées et non régulées, du libre accès des tiers au réseau ont été mises en place pour garantir l'indépendance et la neutralité des acteurs (Opérateur du système, opérateur du marché, gestionnaires de réseaux régulateur) et un fonctionnement transparent du marché. La production et la fourniture d'électricité sont particulièrement concernées par la concurrence.

Le passage à un système concurrentiel s'opère à travers un processus de libéralisation progressive, d'un monopole verticalement intégré vers des marchés de gros et de détail où le consommateur final, quelque soit sa taille, peut choisir librement son fournisseur.

Les marchés évoluent selon leur degré d'ouverture vers trois modèles principaux de marché: l'Acheteur unique (Single buyer), le marché de gros (Wholesale competition) et le marché de détail (Retail competition) sur lequel l'ouverture est totale (100% des clients éligibles).

1.Le modèle d'acheteur unique (Single buyer) est un système dans lequel seule la compagnie

Model 1 : Single Buyer



exerçant le monopole sur une région ou un pays donné peut acheter l'énergie à des producteurs indépendants (IPP) sur la base de contrats à long terme. Cette compagnie conserve le monopole de la vente d'électricité aux clients finals. Ce modèle a été adopté comme une première étape vers la libéralisation et comme moyen d'attirer les investisseurs privés. La concurrence ne s'exerce que sur le choix des producteurs entrant dans le système, le prix étant fixé dans le contrat de long terme.

2.Le marché de gros (Wholesale competition), avec deux grandes variantes :

- Le pool obligatoire, utilisé par les vendeurs et acheteurs de grandes quantités d'énergie (producteurs, entreprises de distribution et de commercialisation, gros consommateurs). En agrégeant la demande, ils réduisent les risques de fluctuation des prix pour les consommateurs.

Le pool gère en J-1 une bourse avec une procédure de confrontation entre des producteurs (offre) et des

Model 2 : Wholesale Competition

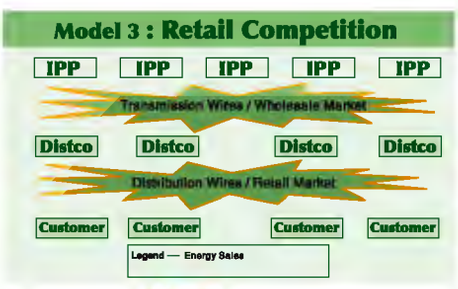
fournisseurs (demande) heure par heure, par ordre de mérite des prix offerts, du plus bas au plus élevé.

Dans ce type de système, les contrats bilatéraux sont uniquement des contrats d'assurances financières face aux variations de prix du pool (contrats pour différence).

Les bourses facultatives, systèmes qui font coexister une bourse d'échange spot et des contrats bilatéraux, les acteurs optant librement entre les deux types de transactions. Les contrats bilatéraux lient les fournisseurs d'électricité à leurs clients (Distributeurs, revendeurs ou consommateurs) par des contrats dits forward (longue durée) ou gré à gré (Over the Counter). Ces contrats fixent à l'avance le prix et la quantité d'électricité à fournir à une période spécifiée. Une proportion importante de l'électricité est vendue par ce biais. Ces contrats sont un moyen de limiter la volatilité des prix et de mieux en répartir les risques entre vendeurs et consommateurs.

3. **Le marché de détail (Retail competition)** permet à tous les consommateurs finals de choisir leurs fournisseurs. C'est un système qui permet donc la concurrence intégrale, les consommateurs finals pouvant s'approvisionner directement chez les producteurs ou chez les revendeurs ou les distributeurs au niveau des deux places d'échanges (Marchés de Gros ou de Détail).

En Algérie, la réforme envisagée au début de la décennie 2000 pour le secteur découlait du programme et des objectifs du Gouvernement pour la mise en place des mécanismes d'une économie de marché. En application de ce programme, la loi n°02-01 du 5 février 2002 est venue traduire la volonté de mise en œuvre progressive des principes de base de la libéralisation des marchés dans le secteur de l'électricité.



La réforme structurelle prévoit des transformations de grande ampleur autour des objectifs stratégiques et mécanismes qu'elle cible: concurrence dans la production et dans la commercialisation de l'électricité; libre accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité ; libre choix des fournisseurs pour les clients éligibles; la concession, comme mode de gestion du service public de distribution de l'énergie ; la péréquation des tarifs pour les clients non éligibles ; la transformation du monopole historique et la séparation juridique des activités production, transport et distribution ; la création de la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) ; la mise en place d'un opérateur du marché, une fois que les conditions seront réunies.

La fourniture en énergie électrique des distributeurs et des clients éligibles telle que prévue par la législation en vigueur peut s'opérer à travers des contrats bilatéraux avec les producteurs d'électricité ou les agents commerciaux et à travers des offres d'achat sur le marché de l'électricité.

Le marché de l'électricité devrait évoluer vers l'établissement d'un système de bourse de l'électricité dans lequel les offres de ventes et d'achats seraient organisées et gérées par un opérateur du marché chargé d'assurer l'équilibre des offres de vente (Producteurs et agents commerciaux) et d'achat d'énergie électrique (Distributeurs, clients éligibles).

Une fois mis en place, ce marché devrait coexister avec le système de contrats bilatéraux et un système à tarifs où les clients non éligibles continuent à être alimentés par les distributeurs à des conditions tarifaires fixées par la commission de régulation.

Bibliographie :

- Marchés de gros et bourses de l'électricité en Europe et aux Etats-Unis, J-P BOUTTES et J-M TROCHE, déc. 2002 ;
- Making competition in electricity, Sally Hunt, 2002;
- Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée, J-P Angelier, Avril 2005 ;
- Marché de gros de l'électricité, Commission Régulation de l'Energie(CRE).
- L'ouverture des marché énergétiques, J-M Glachant et Y Perez, Univer. de Paris XI, Nov. 2003

Le transport de l'Électricité : évolution et perspectives

Le réseau de transport de l'électricité relie les grands centres de production géographiquement dispersés pour alimenter une demande, généralement localisée au niveau des villes et des zones industrielles. Il assure l'interconnexion du système électrique et constitue à ce titre son épine dorsale qui relie entre eux tous les centres névralgiques.

Le réseau de transport permet la réduction des pertes en ligne par l'usage de la haute tension pour le transfert sur de longues distances d'importantes quantités d'énergie.

Son rôle clé dans l'équilibre dynamique entre la production et la consommation détermine sa structure maillée, dans laquelle chaque poste du réseau est secouru par tous les autres pour parer à une éventuelle défaillance du système.

Le réseau de transport a acquis une importance particulière dans le nouveau contexte réglementaire en tant que vecteur de développement de la concurrence et point de rencontre des acteurs de ce marché utilisateurs de ce réseau.

La croissance de sa capacité, ainsi que le développement des interconnexions des systèmes à travers les réseaux de transport, tant à l'intérieur qu'au-delà des frontières, devraient ouvrir la voie à des marchés régionaux ou internationaux de l'électricité.

En plus du lien qu'il assure dans la chaîne Production-Transport-Distribution, le réseau de transport permet effectivement de:

1- **mutualiser la production de l'électricité :** en effet, construire une ligne électrique entre deux sites de consommation ayant chacun son centre de génération d'électricité est une excellente manière de prévoir un secours mutuel en cas de panne des machines de production chez l'un ou l'autre ;

2- **localiser géographiquement la production de l'électricité dans des sites où les conditions sont favorables:** existence d'énergie primaire et de possibilité de refroidissement. L'idéal, au moins du point de vue économique, serait de produire l'énergie la où elle devrait être consommée mais cela n'est pas toujours le cas et les sites de production sont souvent loin des centres de consommation ; d'où la nécessité de transporter et de distribuer l'énergie électrique ;

3- **palier les insuffisances du stockage indirect** (sous forme de l'énergie primaire) à l'aide de l'interconnexion générale de la multitude des centres de production et de consommation. Cela pour organiser entre eux une certaine compensation de leurs aléas ou variations et de régulariser ainsi, aussi bien la consommation globale que les possibilités de production.

L'interconnexion de deux réseaux auparavant isolés permet de diminuer le suréquipement que chacun d'eux doit s'imposer de conserver pour assurer la couverture de la consommation de pointe avec une probabilité donnée ;

4- **diminuer les pertes de puissance et de réduire les chutes de tension** grâce à la construction d'un réseau de transport en haute et très haute tension.

Dans l'industrie électrique, le réseau constitue un monopole naturel : il est plus efficace, en termes de coût et d'impact sur l'environnement, de gérer les activités de transport en développant un réseau unique plutôt que plusieurs pour la desserte d'une même zone.

En effet, on peut très bien concevoir un marché où plusieurs offreurs (producteurs et agents commerciaux) rencontrent plusieurs demandeurs (industriels et acheteurs divers). Mais on ne peut concevoir plusieurs réseaux de transport.

Dès lors, on conçoit bien que la concurrence dans le secteur de l'électricité ne puisse être effective que dans le domaine de la production et celui de la commercialisation.

Il faut séparer les métiers de transport et de production pour permettre à cette dernière de rentrer en concurrence à coté d'autres dans un marché où les uns et les autres utilisent le même réseau. D'autant que, les nouvelles technologies de l'information (mesurage et contrôle) rendent possible cette séparation (Unbundling). Cela permet d'envisager la concurrence dans la production, sans remettre en question le caractère de monopole naturel des réseaux de transport et de distribution.

Le transport de l'électricité est régulé. Le gestionnaire du réseau doit assurer les capacités de transits avec la réserve requise et développer le réseau pour les capacités prévisionnelles et il est rémunéré en conséquence selon des tarifs régulés.

ZOOM SUR...

Ce gestionnaire doit également assurer un accès non discriminatoire des tiers au réseau qui est alors ouvert à tous. Rappelons que l'accès au réseau est le droit reconnu à tout client, distributeur ou producteur de faire transiter par le réseau de transport et/ou de distribution l'énergie électrique ou gazière achetée ou vendue, permettant ainsi la concurrence dans les activités de production et de fourniture en énergie. Il constitue alors, dans la plupart des situations, le seul moyen réaliste d'accès à ce marché.

Le gestionnaire du réseau de transport est indépendant du producteur « historique » et joue son rôle d'assurer la capacité, la continuité et la qualité de transit à chacun en toute neutralité et équité.

Ces « obligations » dans un système ouvert et concurrentiel sont autant de défis impulsant aux gestionnaires de réseaux une dynamique de recherche d'évolution des réseaux et d'organisation à même d'apporter le maximum d'efficience. Des systèmes d'information performants et des mesurages à la pointe de la technologie font la différence.

En effet, même si la production d'électricité, où plusieurs concurrents peuvent rivaliser, est totalement séparée du transport d'électricité qui reste un monopole naturel, on parle de Système Production-Transport à cause du lien physique de mutualisation de la production de l'électricité indiqué en introduction.

Le gestionnaire du réseau de transport, qui doit veiller à ce que la capacité nécessaire aux différents usagers soit disponible à tout moment exerce deux fonctions essentielles :

- l'exploitation des infrastructures de transport (réalisation des raccordements, maintenance et développement du réseau),
- la gestion des flux d'énergie (appels des centrales, contrôle des flux, stabilité du système électrique).

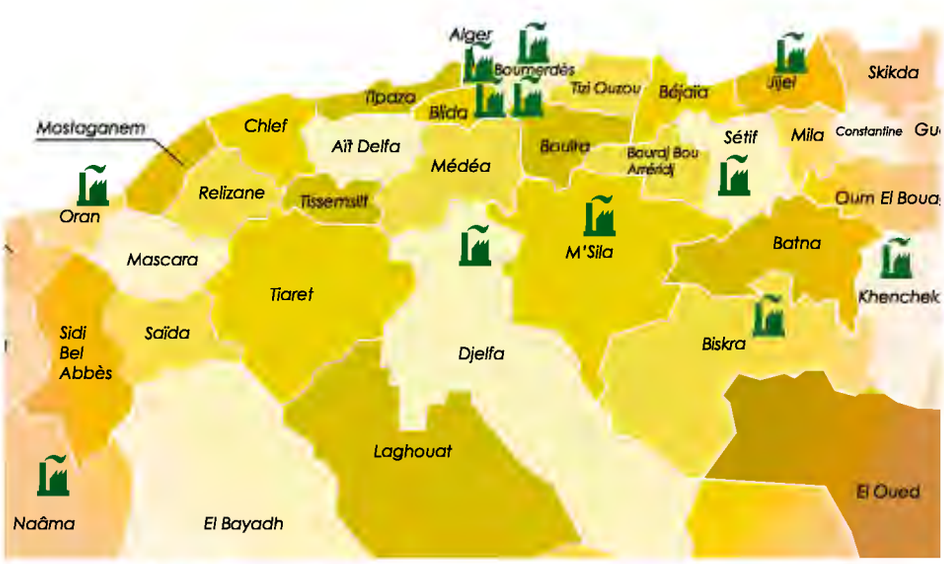
Ces deux fonctions indispensables à la réalisation des échanges d'énergie sont confiées à une même entreprise ou à deux entités distinctes. Ce sont la, les deux schémas de gestion du transport pouvant être observés.

Cependant, il est important de signaler que la fiabilité du système se trouve accrue par le fait que l'opérateur du réseau est à la fois propriétaire des lignes de transport et gestionnaire des flux d'électricité. En effet, sa généralisation, notamment en Europe, est observée. Il y même quelque pays qui, après avoir expérimenté le schéma « Gestionnaire de réseau et Opérateur système séparés », l'ont abandonné pour retourner à celui de Gestionnaire de réseau et Opérateur système intégrés.

Pour les raisons déjà indiquées, il est essentiel que le gestionnaire du réseau observe une complète neutralité vis-à-vis de l'utilisateur pour qui le réseau constitue la voie naturelle d'accès au marché. Cette neutralité est si nécessaire qu'elle devrait être garantie par des mesures structurelles et des obligations précises.

D'autant que, comme indiqué ci-dessus, suite à la libéralisation du secteur électrique, le réseau vise également à remplir un rôle dans la facilitation du marché de l'électricité et à faire en sorte qu'un maximum de transactions commerciales puisse s'exécuter. Dans ce contexte, le réseau doit permettre toute transaction entre différents nœuds du réseau et au-delà de la frontière des états.

Les gestionnaires de réseaux gèrent et échangent continuellement un volume important d'informations avec les différents partenaires. Ces informations concernent aussi bien la planification, l'exploitation et la maintenance du réseau que la conduite et la mesure des flux d'énergie et des profils de charge. Cela implique la mise en place et la mise à jour d'importantes bases de données.



En Algérie, dans les années mille neuf cent cinquante et soixante, la production d'électricité était essentiellement située au Nord: groupement de Darguinah (hydraulique), à Alger-Port, Ravin Blanc et Annaba (thermique) et le réseau de transport se réduisait à quelques lignes 150 kV reliant ces centres et quelques lignes 60 kV alimentant les grandes villes.

A l'indépendance, le vaste programme de généralisation de l'alimentation en électricité à tous les foyers a drainé un rapide développement du réseau. La nécessité de bâtir un réseau pour répondre aux exigences du marché, disposer d'une plus grande capacité et assurer une meilleure sécurité du réseau ont amené à développer l'échelon 400 kV pour l'interconnexion internationale et de transit interrégional Nord-Sud.

Avec la publication en 2002 de la loi 02-01 sur l'électricité et le gaz, l'Algérie a initié à l'instar de ce qui s'est fait dans différents pays, la réorganisation, du secteur de l'électricité. Il est nécessaire de rappeler qu'il s'agit d'un secteur fortement intégré dans un seul et même métier, qui relève du service public et dont les investissements étaient à 100 % détenues par les filiales de la SONELGAZ.

Nous avons exposé ci-dessus les motifs de la séparation de la production, le transport et la distribution de l'électricité dès lors qu'il est souhaité qu'une concurrence s'établisse. Ceux qui ont prévalu dans le cas algérien sont:

- l'affirmation du libre accès des tiers au réseau de transport,
- la construction d'un réseau fiable,
- un opérateur du système électrique indépendant.

La neutralité a été conçue en Algérie, par la séparation au sein même du transport de la fonction Gestion du réseau (exploitation, maintenance et développement) de celle relevant de la planification et de la conduite du réseau ; le droit d'accès est centré sur un péage de type timbre poste, uniforme sur tout le territoire algérien.

La première relève du Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE) et la seconde de l'Opérateur du Système Electrique (OS). Les relations entre le GRTE et l'OS sont gérées par une convention qui est soumise à la Commission de Régulation.

L'OS est une entreprise dont les agents sont soumis à une obligation de stricte confidentialité et dont aucun actionnaire ne peut posséder une participation supérieure à 10 %.

Le document de référence pour la planification, le raccordement et la conduite du réseau appelé communément Grid Code a été publié sous forme d'arrêté au 21 février 2008. Il fixe les règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et les règles de conduite du système électrique.

La gestion du réseau électrique est régulée et les tarifs d'utilisation du réseau de transport sont fixés par la CREG qui veille à ce que le service du GRTE soit assuré et rémunéré dans le respect des règles et la satisfaction des usagers.

Le plan de développement du réseau de transport national, qui couvre une période de dix ans (2007-2017), a été établi dans la perspective d'une mise à niveau pour une meilleure exploitation. Il préconise la mise en service de dorsales Sud –Nord et Est-Ouest en 400 kV qui, en plus de la mise à disposition d'une capacité de réserve, renforcent les évacuations d'énergie et facilitent les transits interrégionaux ; ce qui, à terme, permettrait l'élimination des contraintes techniques (congestions) pouvant générer des discriminations dans l'accès et le raccordement des usagers.

La rénovation des centres de conduite ainsi que la réflexion sur l'organisation de la gestion du réseau et de l'efficacité du système d'information correspondant devraient aboutir à la modernisation du système électrique tout en assurant les objectifs de transparence et de non discrimination.

Bibliographie :

- Henri Persoz, J.-C. Lemoine, P. Sapet, G. Santucci. « La planification des réseaux électriques - Systèmes d'énergie électrique – Guide de référence – Eléments économiques & planification pour les réseaux de transport et distribution d'électricité »
- J.-L. Lilien. « Transport et réseaux de distribution », 2006
- Documentation Ecole de Régulation de Florence (FSR).

ZOOM SUR...

Le transport du Gaz : évolution et perspectives

L'importance relative du gaz naturel dans la structure des réserves énergétiques de l'Algérie a conduit les pouvoirs publics, à la promotion de l'utilisation massive de cette forme d'énergie à travers le développement de l'industrie gazière nationale ayant favorisé une évolution rapide des infrastructures de transport du gaz et une forte croissance de la demande.

Le développement du réseau de transport du gaz en Algérie remonte au début des années 60 avec la découverte du gisement de gaz de Hassi-R'mel et la construction du premier gazoduc de Sonatrach pour l'approvisionnement de l'unité de liquéfaction du gaz naturel « Camel » à Arzew. Le seul réseau gaz existant avant cette époque était celui de la distribution du gaz manufacturé (produit à partir du charbon) destiné à l'usage exclusif du secteur domestique où seulement sept 07 localités étaient alimentées sur l'ensemble du territoire. Le nombre des localités desservies en gaz est passé ensuite à 53 localités en 1978 à la faveur des programmes de développement du réseau de transport du gaz et à la politique d'accès à l'énergie (réduction de 50 % du prix du gaz en 1968).

Dés 1968, Sonatrach a développé un réseau de transport de grande capacité reliant les centres de production du gaz du Sud aux différentes régions du nord (Ouest, Centre et Est) dans le cadre de la mise en œuvre et la concrétisation des objectifs d'exportation et d'alimentation du marché national en gaz.

En parallèle, à l'apparition de ce réseau, Sonelgaz a développé un réseau « secondaire » de transport fonctionnant à haute pression et de diamètre moins important pour l'alimentation des centrales électriques, unités industrielles et réseaux de distribution publique du gaz.

Le transport de gaz pour le marché national est assuré par des canalisations enterrées en acier, dont le diamètre varie entre 4 pouces et 42 pouces, sous une pression comprise entre 20 et 70 bars.

Le système d'approvisionnement du marché national du gaz s'articule sur deux réseaux de transport du gaz distincts :

- un réseau principal constitué d'artères, détenu par Sonatrach et géré par sa branche de Transport par Canalisations (Sonatrach TRC), dont le rôle est d'acheminer le gaz fourni par les producteurs jusqu'aux différents points de livraison et aux unités de transformation.
- et un réseau détenu par Sonelgaz transport Gaz (GRTG) dont le rôle est celui d'assurer à partir de ces artères la desserte des différents consommateurs (centrales électriques, clients industriels et distributions publiques).

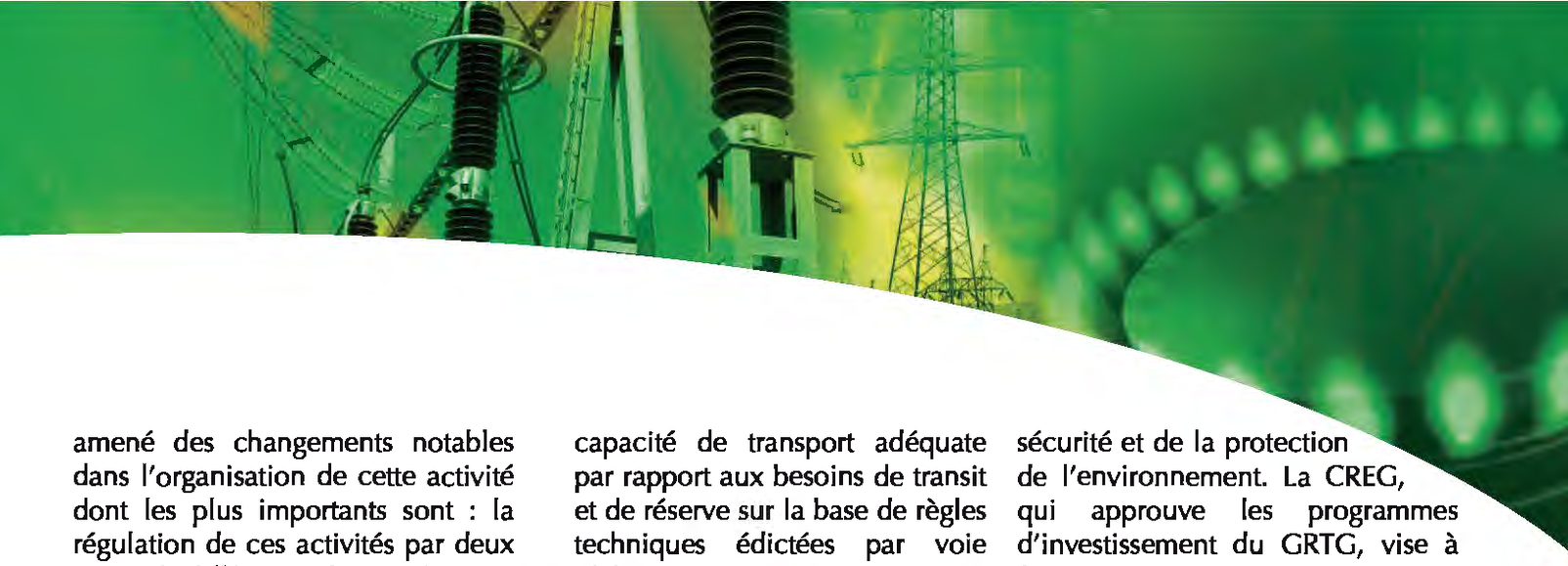
De par les obligations de service public, le développement du réseau de transport doit être planifié pour garantir une alimentation normale des clients durant la journée la plus chargée de l'année. Cela implique la nécessité de faire la projection fine de la demande nationale et régionale car le développement des infrastructures de transport implique l'anticipation des évolutions de la demande nationale et régionale de pointe. L'approche de planification doit viser un développement global et optimal tout en veillant à l'aspect sécurité d'approvisionnement des clients.

L'essor que connaît l'économie nationale et les perspectives ambitieuses de développement portées par les programmes décidés ou annoncés par les pouvoirs publics dans la stratégie industrielle augurent une croissance soutenue des consommations en énergie gazière; ce qui constitue un réel défi pour le développement des infrastructures gazières.

En effet, les investissements attendus, pour le réseau du GRTG uniquement, portent sur une extension de plus de 10 000 km à l'horizon 2017, en plus des actions de réhabilitation qui porteront notamment sur le remplacement, avant 2010, de plus de 500 km de réseau. Ce réseau est passé de 710 km en 1970 à 7 361 km en 2007. Il a permis durant cette année, le transit et la livraison de 18,6 milliards de m3 aux 847 postes de livraison des clients connectés au réseau.

D'un autre côté, et pour atteindre les objectifs de production et d'exportation du gaz et l'adaptation du réseau de transport amont de Sonatrach TRC aux besoins futurs en capacité et aux normes et standards internationaux, un vaste programme de développement et de réhabilitation de ce réseau a été lancé pour atteindre une longueur totale de 10 470 km en 2010, contre 7 461 km actuellement.

L'activité de transport du gaz était verticalement intégrée au sein des deux entreprises publiques, Sonatrach et Sonelgaz respectivement. Les réformes opérées dans le secteur à travers la mises en œuvre de la loi 02-01 du 5 février 2002 sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisations et la loi 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, ont



amené des changements notables dans l'organisation de cette activité dont les plus importants sont : la régulation de ces activités par deux autorités différentes, la consécration du caractère monopolistique de l'activité transport du gaz ainsi que l'introduction de nouvelles dispositions et des mécanismes, dont les principaux sont :

- L'émergence d'un gestionnaire unique (monopole) du réseau de transport du gaz alimentant le marché national. La consistance de ce réseau est fixée par arrêté du Ministre chargé de l'énergie.
- Organisation de l'activité du transport amont de Sonatrach TRC en concessions attribuées par le Ministre chargé de l'énergie sur proposition de l'Agence de régulation des hydrocarbures (ARH), organisme chargé de son contrôle et sa régulation.
- Le droit d'accès des tiers au réseau de transport selon des règles établies par la réglementation.
- La régulation des tarifs de transit et la juste rémunération du gestionnaire du réseau sur la base de critères objectifs, transparents et non discriminatoires, qui tiennent compte des intérêts des consommateurs et des opérateurs.

La gestion du réseau desservant exclusivement le marché national est confiée conformément à la loi au GRTG, filiale du Groupe Sonelgaz, par autorisation d'exploiter délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

Le GRTG a un rôle de service public et doit assurer en toute transparence ses missions définies par la loi 02-01 qui portent notamment sur :

- **la gestion de l'infrastructure** en assurant l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau pour garantir une capacité de transport adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve sur la base de règles techniques édictées par voie réglementaire,
- et **la gestion du système**, en assurant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de l'alimentation en gaz.

Le transport du gaz destiné au marché national est régi par un dispositif réglementaire couvrant les différents volets de l'activité à travers les textes d'application de la loi 02-01 dont les principaux sont :

- le décret 06-431 du 26 novembre 2006 fixant les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien du réseau transport du gaz ;
- le décret 06-432 du 26 novembre 2006 portant cahier des charges relatif aux droits et obligations du gestionnaire du réseau transport du gaz ;
- le décret 07-293 du 26 septembre 2007 fixant les modalités d'alimentation et d'accès aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité et du gaz ;

Le document de référence pour la planification, le raccordement et la conduite du réseau (ou Code de Conduite) est publié par l'arrêté ministériel du 28 février 2008 sus cité.

L'activité du GRTG est régulée par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz, chargée notamment de veiller au respect de l'application de la réglementation par le GRTG ainsi que l'approbation des procédures de fonctionnement et du plan de développement de ce dernier. Elle veille aussi sur la protection de l'intérêt public dans les domaines de l'hygiène, de la sécurité et de la protection de l'environnement. La CREG, qui approuve les programmes d'investissement du GRTG, vise à favoriser un « juste » investissement et par conséquent, l'optimisation des tarifs de transit. Les besoins futurs en investissement sont évalués sur la base des études prévisionnelles en matière d'offre et de demande menées par la CREG, en concertation avec les autorités de régulation ARH et ALNAFT ainsi que les opérateurs du secteur, dans le cadre de l'élaboration du plan indicatif décennal d'approvisionnement du marché national en gaz.

L'accès des tiers au réseau étant réglementé, il permet une égalité de traitement des demandes et d'éviter toute discrimination de l'opérateur par rapport à l'accord d'accès ou bien l'application déraisonnable des conditions d'accès aux demandeurs. Il se fait à travers un contrat d'accès entre le GRTG et l'utilisateur du réseau selon un modèle approuvé par la CREG.

L'accès au réseau de transport du gaz est garanti et accordé par le GRTG, aux utilisateurs, moyennant le paiement d'un tarif d'utilisation du réseau. Ce tarif est transparent, non discriminatoire et uniforme sur tout le territoire national. Il comprend une charge fixe par unité de débit de gaz mis à disposition du client et une charge variable par unité d'énergie transportée et peut dépendre de la période horaire ou saisonnière. Actuellement, ce tarif est ramené uniquement à la thermie transitée.

La rémunération des activités de transport du gaz est déterminée par la CREG sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par le décret n° 05-182 du

18 mai 2005. Elle doit permettre le recouvrement, via le tarif, du revenu requis du GRTG, évalué sur la base de l'analyse des données fournies par cet opérateur, relatives aux bilans comptables et au business plan. Ce dernier revêt un caractère particulier puisqu'il tient compte du programme d'investissement sur la décennie permettant ainsi, d'appréhender le niveau cible des tarifs à moyen terme.

Le défi à relever pour le Gestionnaire du réseau de transport du gaz, à moyen terme, reste celui d'achever la réhabilitation des ouvrages, en cours, et la réalisation, dans les délais, des ouvrages programmés dans le cadre du plan de développement décennal, pour parer à une demande qui passerait selon le scénario moyen de 25,6 milliards de m3 en 2007 à 55,2 milliards de m3 en 2017.

Il est nécessaire de rappeler ici le rôle qu'ont joué les gazoducs transfrontaliers d'exportation, Enrico Mattei vers l'Italie (GEM) et Pedro Duran Farell (GPDF) vers l'Espagne dont la mise en service a contribué substantiellement à la densification du réseau du GRTG permettant la couverture et la desserte d'autres régions isolées du pays. Aussi, la concrétisation prochaine des projets d'envergure, le gazoduc Medgaz devant relier directement l'Algérie à l'Espagne et le gazoduc Galsi, reliant l'Algérie à l'Italie ainsi que le gazoduc rocade Est – Ouest (509 km) devront permettre le renforcement et la sécurisation de l'approvisionnement du réseau.

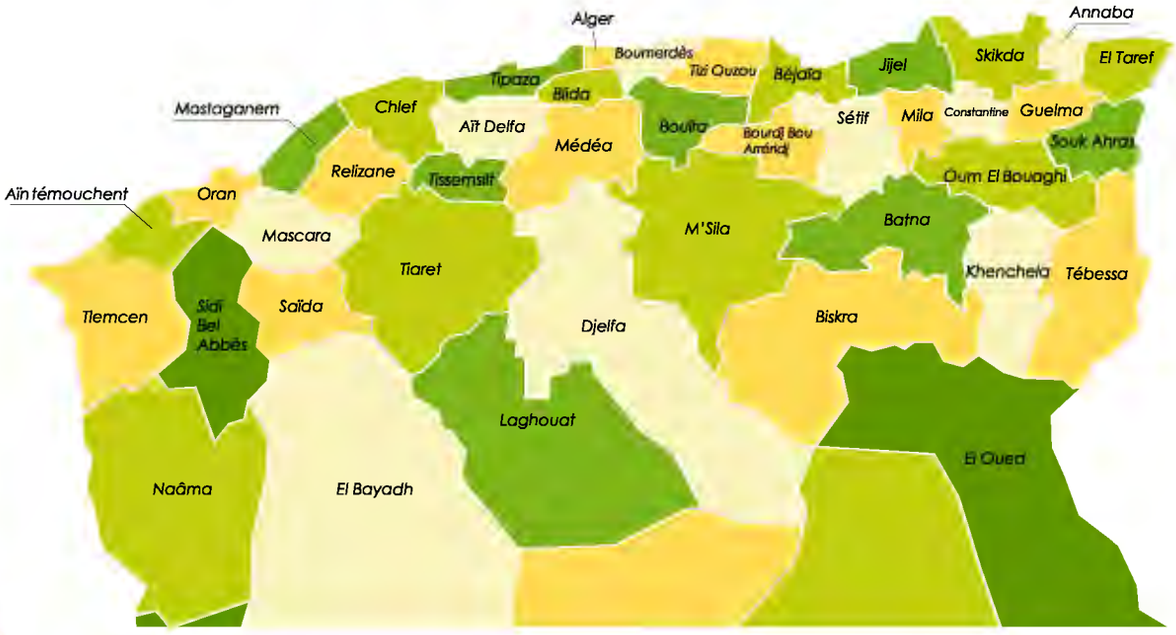
En effet, une amélioration notable de la performance est attendue à travers les actions déjà engagées par l'opérateur GRTG et qui se résument notamment en :

- la mise en œuvre du plan de développement et de renforcement du réseau ;
- l'achèvement du programme de réhabilitation des ouvrages, en cours, et la mise en place d'une politique de maintenance des ouvrages vétustes, basée sur une vision de moyen et long terme ;
- la mise en place du centre national et ceux régionaux de conduite du réseau ainsi que les autres actions de modernisation, nécessaires à une gestion optimale et fiable du système gazier;

L'achèvement du processus de mise en conformité engagé et la concrétisation des projets entrepris dans ce secteur permettront, à coup sûr, de réunir les conditions pour une prise en charge adéquate des besoins du marché et une gestion efficace basée sur l'utilisation optimale des ressources pour cette activité, caractérisée par une forte valeur ajoutée.

Bibliographie :

- Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG). « Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2008-2017 », 2008.
- Ministère de l'Energie et des Mines. « Revue Energie & Mines», 2008.
- Sonelgaz Transport du Gaz (GRTG). « Plan de développement du GRTG 2007-2017 »
- Sonelgaz Transport du Gaz (GRTG). « Bilan de réalisation du programme de réhabilitation des gazoducs 2006-2010 », Février 2008.



La distribution de l'Électricité et du Gaz

Dans le processus allant de la production de l'énergie à sa livraison au consommateur, l'activité de distribution de l'électricité et du gaz vient en prolongement à celle du transport.

La distribution consiste à répondre aux besoins en énergie des clients industriels, tertiaires et domestiques. Elle se distingue par le fait qu'elle comprend deux sous-activités :

une activité de gestion de réseau de distribution et une activité de commercialisation de l'énergie.

La gestion du réseau de distribution est une activité de nature technique qui consiste en l'acheminement de l'énergie, la conception, la réalisation, l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau.

La commercialisation est l'activité de vente de l'électricité et du gaz aux consommateurs finals, et se situe à l'interface entre les distributeurs et les clients finals. Elle consiste en la relève des compteurs, la facturation, l'encaissement, l'accueil, le conseil à la clientèle ainsi que le traitement des réclamations.

Le réseau de distribution d'électricité est composé de lignes électriques de faible tension comparée à celles du transport, et de l'ensemble des installations connexes. Par analogie, un réseau de distribution de gaz naturel est l'ensemble des canalisations à moyenne et basse pression ainsi que les installations connexes y afférentes.

L'organisation traditionnelle des secteurs électrique et gazier dans la plupart des pays, était marquée par une intervention publique forte, où une seule ou plusieurs entreprises verticalement intégrées (production, transport et distribution), privées ou publiques, détenaient des gouvernements un droit de monopole réglementé sur tout ou partie de la chaine électrique et gazière.

L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz a provoqué une mutation considérable dans le secteur de l'énergie. Elle a été d'abord introduite dans les pays anglo-saxons comme les Etats-Unis et le Royaume-Uni, où les contextes culturel et administratif étaient très favorables, puis dans les pays de l'Union européenne en passant par l'Australie, l'Amérique latine et l'Afrique.

En Europe, les directives communautaires sont à l'origine de l'organisation nouvelle des industries électriques et gazières.

Ces directives ont prévu la dissociation verticale «Unbundling» entre la production, le transport, la distribution et la commercialisation et ont introduit progressivement la concurrence entre producteurs et entre commercialisateurs.

L'un des éléments primordiaux de ces directives est le respect des obligations de service public (service d'intérêt général).

Ces obligations se définissent par des normes minimales communes de distribution, tout en tenant compte de la protection des intérêts des consommateurs, de la protection de l'environnement et de l'égalité des niveaux de concurrence.

L'application de ces directives varie en fonction des initiatives prises au niveau de chaque État.

A titre d'exemple, en France, l'activité distribution est une activité régulée, qui reste sous monopole. Les réseaux de distribution sont la propriété des communes, qui délèguent leur exploitation par une concession, le plus souvent à Electricité de France (EDF) pour la distribution électricité et Gaz de France (GDF) pour la distribution gaz. Les communes peuvent aussi gérer directement la distribution, en régies locales.

La distribution de l'électricité est assurée principalement par Electricité Réseau Distribution France (ERDF) filiale d'EDF, qui alimente 95 % de la population française. Les 5 % restant sont desservis par des entreprises locales de distribution (les ELD, qui sont au nombre de 170). Concernant le gaz, GDF a confié son activité de gestionnaire de réseau à une nouvelle filiale Gaz Réseau Distribution France (GRDF).

En Italie, en 1962, la distribution était sous le contrôle d'une grande entreprise nationale, verticalement intégrée, ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) et un certain nombre de régies municipales, principalement dans les grandes villes comme Rome, Milan et Turin. ENEL et les régies municipales bénéficiaient du monopole de distribution et de vente de l'électricité sur l'ensemble des zones de desserte. En 1999, le marché italien est ouvert à la concurrence et les différentes activités d'ENEL sont affectées à des filiales distinctes sous le contrôle d'ENEL SpA. En 2007, la distribution de l'électricité est assurée par 52 compagnies et dominée par ENEL Distribuzione qui détient la plus grande part de marché. Quant à la ditribution du gaz, elle est dominée par ENI SpA (Ente Nazionale Idrocarburi).

Au Royaume-Uni, après l'unbundling du CEGB (Central Electricity Generating Board) entreprise verticalement intégrée, la distribution était organisée en 12 compagnies régionales d'électricité privées connues sous le nom de REC (Regional Electricity Companies). Actuellement, il existe 14 gestionnaires de réseaux de distribution DNOs (Distribution Network Operators) qui sont la propriété de sept groupes différents.

Chaque DNO est responsable d'une zone de distribution séparée.

Il existe également 4 gestionnaires de réseaux indépendants qui possèdent et gèrent des réseaux de petites tailles, connectés aux réseaux DNO.

Concernant le gaz, Il y a huit gestionnaires de réseaux de distribution de gaz (GDNs), couvrant chacun une région géographique séparée. En plus il y a un certain nombre de plus petits réseaux possédés et gérés par des transporteurs indépendants de gaz (IGTs), la plupart de ces réseaux ont été construits pour alimenter de nouveaux logements.

A partir de juin 2005, le secteur de la distribution du gaz a subi un changement important, le National Grid Gas plc a vendu quatre des huit GDNs à Scotia Gas Networks, Northern Gas Networks et Wales & West Utilities.

A noter qu'en Europe, l'ouverture complète du marché a été achevée en juillet 2007; depuis, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir librement leur fournisseur d'électricité et/ou de gaz naturel.

En Algérie, avant l'indépendance, plus précisément avant 1947, la distribution publique locale d'électricité et du gaz était sous la responsabilité d'entreprises, de statut privé, qui détenaient des concessions de la commune.

En 1947, suite à la nationalisation des anciennes entreprises de production et de distribution de statut privé (par la loi française de 1946), l'activité de distribution d'énergie a été confiée à un établissement public EGA (Electricité et Gaz d'Algérie). Cet établissement détenait le monopole de la production, du transport, de la distribution de l'énergie électrique et gazière à travers tout le territoire algérien.

Quelque années après l'indépendance, en 1969 l'entreprise EGA a été remplacée par la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz (SONELGAZ), en attribuant ainsi, le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'énergie du gaz.

La loi n° 02-01 du 5 février 2002, a trasformé l'organisation du marché de l'électricité et du gaz en Algérie, avec l'ouverture de la production de l'électricité à la concurrence, la séparation des activités de production, de transport et de distribution et la mise en place d'un organe indépendant de régulation (CREG).

Le processus des réformes a donné lieu en 2002 à la transformation de SONELGAZ en société par actions (SPA) sous forme d'un groupe industriel constitué de plusieurs

M SUR...

entreprises spécialisées et à la création, en 2006, de quatre filiales de distribution (Sonelgaz Distribution Alger, Sonelgaz Distribution Centre, Sonelgaz Distribution Est et Sonelgaz Distribution Ouest).

La loi stipule que la distribution de l'électricité et du gaz est une activité de service public, régulée, et soumise au régime de la concession. Elle garantit l'approvisionnement en électricité et en gaz, sur l'ensemble du territoire national, dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de péréquation des prix de vente et tout en respectant les règles techniques et environnementales.

Par définition, la concession est un droit accordé par l'Etat à un opérateur pour exploiter et développer un réseau sur un territoire délimité et pour une durée déterminée en vue de la vente de l'électricité et/ou du gaz.

Les modalités d'attribution et de retrait (d'une partie ou de la totalité) de ces concessions sont fixées par décret exécutif.

Le cahier des charges annexé au décret donne au concessionnaire le droit exclusif d'assurer la distribution de l'énergie électrique et/ou gazière sur le périmètre de sa concession et l'oblige à assurer l'exploitation, l'entretien, le développement du réseau, l'efficacité et la sécurité des réseaux, l'équilibre offre/demande ainsi que la qualité du service.

En bénéficiant des droits accordés, les concessionnaires sont tenus de respecter les missions de service public, d'améliorer les critères de performance sur le plan technique, commercial, économique et financier, de veiller à l'égalité de traitement des clients et de respecter les règles de sécurité, de protection de l'environnement et d'urbanisme.

A noter, qu'à la date de la promulgation de la loi n° 02-01, les propriétaires des réseaux de distribution, à savoir les filiales de distribution de SONELGAZ Spa, sont devenues les titulaires des concessions des réseaux qu'elles exploitent.

Les filiales de distribution seront soumises à une concurrence de référence de par l'application de ce régime et des formules tarifaires incitatives à l'amélioration de l'efficacité et de la qualité de service seront appliquées.

Actuellement, ces quatre concessionnaires assurent l'activité de gestion des réseaux de distribution de l'électricité d'une part et/ou du gaz d'autre part, et procèdent aussi à la commercialisation de l'énergie par le biais de 247 agences commerciales reparties à travers tout le territoire national.

Ils détiennent 58 concessions pour l'électricité et 56 pour le gaz, couvrant le périmètre d'une wilaya ou d'une partie de wilaya dans certains cas.

En matière de tarification, les concessionnaires perçoivent une rémunération en contrepartie des fonctions de distribution et de commercialisation qu'ils assurent.

La rémunération de l'activité de distribution prend en compte les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, les caractéristiques des zones desservies, ainsi que d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité.

En ce qui concerne la rémunération de l'activité de commercialisation

de l'électricité et du gaz, elle couvre les coûts des prestations engagées, majorée par une marge de commercialisation.

Les tarifs appliqués aux clients non-éligibles sont déterminés par la CREG, sur la base d'une méthodologie définis par voie réglementaire. Ils sont uniformes sur tout le territoire national, ils incluent l'ensemble des coûts, allant de la production de l'énergie jusqu'à sa commercialisation.

Afin d'assurer la compensation des recettes entre les différents concessionnaires, une caisse de péréquation sera créée sous l'autorité de la CREG. Son fonctionnement ainsi que son financement seront définis par voie réglementaire.

Toutefois, par la libéralisation des activités du secteur de l'énergie, l'autorité concédante (l'état) a fait de l'offre d'une meilleure qualité de service par le concessionnaire un objectif prioritaire, matérialisé par des engagements que prend chaque opérateur vis-à-vis des autorités publiques et du consommateur à la fois.

Cette qualité de service s'exprime sur le plan technique, en assurant la continuité de service et la qualité de l'énergie fournie. Certains paramètres tels que la continuité et la tenue de la tension permettent de l'évaluer pour l'électricité, alors que d'autres éléments, tels que les chutes de pression, l'odorisation, la qualité du gaz (le pouvoir calorifique supérieur, PCS), les fuites,... peuvent être utilisés pour le gaz.

Sur le plan commercial, la qualité de service se traduit vis-à-vis du consommateur, par le droit à l'information, le respect des délais en matière de raccordement et de dépannage, la bonne relève et la bonne facturation, la meilleure prise en charge possible des réclamations ainsi que le conseil et l'assistance.

Ce nouveau cadre législatif et réglementaire soumet les concessionnaires au contrôle, par l'autorité concédante et la CREG, de la bonne exécution du service concédé.

D'énormes investissements ont été consentis (depuis l'indépendance à ce jour), pour la construction des réseaux de distribution d'électricité et de gaz et le raccordement des foyers, en touchant la totalité des régions. Ces efforts ont permis de faire évoluer le taux d'électrification du pays d'environ 33% à un taux avoisinant les 98%, et le taux de pénétration du gaz de 9% à près de 40% en 2008.

L'Algérie dispose aujourd'hui d'un réseau de distribution d'électricité de près de 238 000 km et d'un réseau de distribution de gaz avoisinant les 38 000 km, desservant plus de 6 millions d'abonnés en électricité et 2,5 millions d'abonnés en gaz.

Dans le cadre de la politique énergétique nationale, et afin d'assurer une couverture quasi-totale du territoire en énergie électrique il y a lieu de préciser que l'Etat compte poursuivre ces efforts, notamment en direction des populations éloignées du réseau national interconnecté (les régions isolées du Grand Sud), au moyen de l'énergie solaire.

C'est ainsi que 16 nouveaux villages (équivalant à 800 foyers) seront électrifiés dans le cadre d'un programme solaire qui compte déjà à son actif 20 villages (près de 1000 foyers).

Références bibliographiques

- Loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations.
- Décret exécutif n° 08-114 du 9 avril 2008 fixant les modalités d'attribution et de retrait de concessions de distribution de l'électricité et du gaz et le cahier des charges relatif aux droits et obligations du concessionnaire.
- Site Internet du Ministère de l'Energie et des Mines : **www.mem.algeria.org.**
- Bulletin statistiques de l'année 2007 de la Direction Générale du Développement et de la Stratégie du Groupe Sonelgaz.
- Annuaire statistiques 1962-1986 du Groupe Sonelgaz.
- Rapport annuel 2008 de l'AEEG (Autorità per l'energia elettrica e il gas), Régulateur italien de l'énergie.
- Site Internet d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) : **www.erdfdistribution.fr**
- Site Internet de l'OFGEM (Office of the Gas and Electricity Markets): **www.ofgem.gov.uk,** régulateur britannique de l'énergie.
- Site Internet du Régulateur Italien (AEEG) : **www.autorita.energia.it**

Les transformations dans le secteur de l'Électricité et de la distribution du Gaz

CREG

Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Immeuble du ministère de l'Energie et des Mines,
tour B, Val d'Hydra, Alger, Algérie
Tél. : +213 (0) 21 48 81 48 Fax : +213 (0) 21 48 84 00
E-mail : equilibres@creg.mem.gov.dz

Tous les documents, programmes, rapports et textes législatifs cités dans ce numéro sont disponibles en téléchargement sur le site internet de la Commission :
www.creg.gov.dz