COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Réseaux électriques

Rapport sur la « *qualité de l'électricité* »

Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité

Octobre 2010

Sommaire

Chapitre I. – Introduction 13

Chapitre II. – Une analyse précise de la dégradation de la qualité de l'électricité a été effectuée..... 18

Chapitre III. – Des actions ont déjà été engagées et des résultats obtenus par ERDF en faveur de la qualité de l'électricité..... 87

Chapitre IV. – Dans un contexte incertain, les perspectives d'amélioration de la qualité de l'électricité doivent être discutées..... 165

Le message du Collège

Les réseaux publics de distribution d'électricité sont confrontés, depuis plusieurs années, à une augmentation de la durée moyenne de coupure de l'alimentation. Les différentes parties prenantes, notamment les autorités concédantes, auditionnées par la CRE se sont inquiétées de cette dégradation, même si les clients finals sont globalement satisfaits.

Ce constat de dégradation, objectif et partagé, est d'autant plus inquiétant que les réseaux électriques vont être soumis dans les années à venir à des contraintes supplémentaires du fait de l'augmentation de la consommation, de la diversification des usages et du développement de la production décentralisée et intermittente à partir de sources renouvelables. Dès lors, des investissements dans les réseaux électriques sont nécessaires afin d'améliorer le niveau de qualité, et aussi d'atteindre les objectifs climatiques fixés aux niveaux français et européen.

Il faut sortir du faux débat sur l'orientation des investissements qui obligerait à choisir entre qualité ou *Smart grids*. En effet, les investissements visant à mettre davantage d'intelligence dans les réseaux électriques, loin de dégrader la qualité de l'alimentation, constituent un levier essentiel de son amélioration. Ainsi, le compteur évolué, première étape vers les réseaux électriques intelligents, facilitera la localisation des pannes et accélérera leur réparation. Ceux des réseaux électriques du futur qui seront auto-cicatrisants se reconfigureront automatiquement en cas d'avarie et permettront de diminuer notablement les temps de coupure.

La qualité a un coût. Cela nécessite des arbitrages entre les différents investissements à réaliser sur les réseaux. De ce point de vue, le diagnostic réalisé montre qu'il faut privilégier les réseaux en HTA, renouveler les réseaux BT aériens à fils nus, tout en résorbant les « *points noirs* », situés le plus souvent au niveau des queues de distribution comme le constatent les autorités concédantes et les collectivités territoriales. Il est donc indispensable de s'accorder à la fois sur ces objectifs prioritaires et sur le calendrier des investissements à réaliser.

À l'heure actuelle, la qualité de l'alimentation en électricité est évaluée selon des indicateurs établis à partir de moyennes, ce qui ne permet pas de mettre en évidence les disparités territoriales. ERDF doit mettre en place des indicateurs localisés relatifs à la qualité, afin de mieux suivre la réalisation de son programme d'investissements à l'échelle nationale et locale. Sur cette base, un dialogue renouvelé doit s'instaurer entre le gestionnaire de réseaux et les autorités concédantes.

Même si ERDF a d'ores et déjà engagé un processus d'amélioration de la qualité, par le biais du renforcement de la gestion de crise et de la croissance des investissements, il convient cependant de réinventer une gouvernance économique globale de la gestion des réseaux publics de distribution. La CRE accompagnera cette démarche dans le cadre de ses prérogatives.

La synthèse du rapport

Depuis plusieurs années, dans son rapport annuel, la CRE dresse le constat de la dégradation de la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution. Cette dégradation se manifeste par l'augmentation de la durée moyenne annuelle de coupure. Parallèlement à ce constat de dégradation de la qualité de l'alimentation au quotidien, les nombreuses coupures intervenues lors de l'hiver 2008-2009, à la suite d'évènements climatiques exceptionnels, ont révélé la sensibilité des réseaux publics de distribution d'électricité à ces perturbations. Ces évènements ont accentué le sentiment de dégradation de la qualité.

La question des investissements dans les réseaux publics de distribution, mais aussi celle relative à la maintenance et au renouvellement de ces réseaux se posent, de fait, avec plus d'acuité. Ainsi, la baisse des investissements du principal gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité, EDF Distribution puis ERDF, pendant la période de 1998 à 2005, est régulièrement invoquée pour expliquer cette dégradation de la qualité. Les consultations relatives au troisième Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) ont d'ailleurs confirmé la nécessité d'une augmentation significative des investissements sur les réseaux publics de distribution. La CRE, qui a pour mission d'élaborer ce tarif, a ainsi retenu un niveau ambitieux d'investissements pour la période de 2009 à 2013.

Cependant, ces dispositions seront peut-être insuffisantes au cours des prochaines années. La CRE a donc décidé d'élargir sa réflexion sur la qualité de l'électricité et de remettre un rapport sur l'aspect « *continuité* » de la qualité d'alimentation. Cette analyse aborde à la fois la situation normale et les cas d'évènements climatiques exceptionnels.

La situation française en matière de qualité de l'électricité doit faire l'objet d'un jugement nuancé

La continuité de l'alimentation est principalement mesurée par un indicateur : le « *critère B* ». Ce critère se dégrade de manière significative depuis 2001, en raison de l'augmentation des incidents sur les réseaux en HTA. Quand on analyse ce « *critère B* » plus finement, on constate que la dégradation est pour beaucoup liée à des campagnes de travaux qui devraient cesser dès 2011. On constate également que le réseau public de transport n'est pas responsable de cette dégradation. Enfin, on remarque que l'alimentation en électricité des territoires les moins bien alimentés ne se dégrade pas plus vite que dans les autres territoires.

Malgré ces évolutions défavorables, la France reste bien placée en matière de continuité d'alimentation en Europe. En effet, selon le « *Quatrième rapport d'évaluation et de comparaison de la qualité de l'électricité en Europe* », la durée cumulée et la fréquence des coupures françaises restent inférieures aux moyennes européennes[1].

Les utilisateurs français demeurent globalement satisfaits de la qualité de leur électricité même s'ils en perçoivent la dégradation. Les élus sont les plus sensibles à cette dégradation. L'ensemble des utilisateurs souhaitent l'enfouissement des réseaux, que ce soit pour des raisons de sécurisation ou d'esthétique.

De nombreux acteurs interviennent sur ce sujet

Le législateur a fixé les missions de service public assignées aux gestionnaires des réseaux publics de distribution. Le gouvernement élabore la réglementation régissant la qualité de l'alimentation en électricité et, l'État, en tant qu'actionnaire d'EDF, influe largement sur la définition de la stratégie d'ERDF en termes d'investissements. Le régulateur, quant à lui, est chargé de favoriser les investissements, permettant d'atteindre un niveau de qualité satisfaisant. Les organismes de normalisation émettent des recommandations sur les caractéristiques techniques que la qualité d'alimentation française devrait respecter. Les autorités concédantes négocient et concluent les contrats de concession, assurent le contrôle

[1] Il convient, cependant, d'émettre des réserves quant à ces résultats dans la mesure où le rapport d'évaluation a été établi avec les données fournies par les différents gestionnaires de réseaux européens dont les indicateurs de continuité d'alimentation ne recouvrent pas les mêmes réalités.

des réseaux publics de distribution d'électricité et parfois la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement de ces réseaux. Les gestionnaires de réseaux sont, quant à eux, responsables de la qualité de l'alimentation en électricité via l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux, qu'ils mettent en œuvre.

Toutefois, les différentes parties prenantes ne sont pas toujours du même avis que ce soit en termes d'objectifs ou de stratégie.

Concernant les objectifs, le gouvernement a fait le choix de fixer des paramètres qui permettent de piloter les investissements afin de prioriser certaines zones géographiques plutôt que de définir un niveau de qualité minimal. La CRE a estimé que ces dispositions pourraient conduire à une dégradation de la qualité et a invité le gouvernement à définir de façon plus claire et plus précise la qualité et ses paramètres. La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) a, quant à elle, considéré que le dispositif ne prenait pas assez en compte la sécurisation des réseaux électriques. ERDF a estimé le dispositif satisfaisant, mais a toutefois indiqué que les dispositions concernant le redressement ciblé de la qualité d'alimentation devraient être approfondies.

Concernant la stratégie à mettre en œuvre, les acteurs sont divisés. Le rapport « *Piketty* » a posé les bases d'une politique de sécurisation des réseaux face aux évènements exceptionnels. La FNCCR et la DGEC estiment que ces préconisations n'ont pas été suivies par ERDF dans son Plan aléas climatiques. Selon la FNCCR, la vulnérabilité face aux évènements climatiques majeurs est progressivement passée au second rang au profit de la recherche d'une meilleure qualité au quotidien. La FNCCR regrette que les réseaux en BT soient négligés et qu'ERDF ait fait de la sécurisation des réseaux en HTA son objectif principal. La DGEC considère, pour sa part, qu'un programme de sécurisation constitue une décision politique et doit s'analyser au regard des contraintes financières. En définitive, la majorité des acteurs constate qu'il ne peut pas y avoir de politique de sécurisation cohérente des réseaux sans une définition claire de la notion d'investissements de sécurisation et sans un suivi technique et financier.

Ces dernières années, le panorama a beaucoup changé

ERDF a adapté son organisation territoriale en une structure régionale par métiers. Cette réorganisation managériale lui a permis de responsabiliser les régions et de réaliser ainsi un meilleur suivi de leurs actions. Cette réorganisation a, également, eu des conséquences positives en termes de baisse des accidents du travail et de gains de productivité. ERDF indique, aussi, que sa réorganisation lui a permis d'améliorer le processus d'allocation des budgets d'investissement et de maintenance et la réactivité face aux incidents sur les réseaux publics de distribution.

Cependant, les autorités concédantes ne sont pas aussi positives qu'ERDF sur les conséquences de cette évolution. Elles estiment que ce nouveau dispositif managérial les éloigne de la décision et induit des dysfonctionnements lors de la gestion des crises. Les autorités concédantes ont, par ailleurs, réitéré leur souhait d'être pleinement intégrées au processus décisionnel sur les investissements, essentiel pour la qualité de l'alimentation en électricité.

Ces investissements d'ERDF financent les travaux de renforcement des réseaux, les actions de sécurisation contre les évènements climatiques exceptionnels ou encore les travaux de renouvellement des réseaux existants. Pour atteindre son réseau cible à l'horizon 2020, ERDF analyse chacun des investissements en fonction de son influence sur la continuité d'alimentation et fonde ses décisions sur cette analyse. ERDF prévoit ainsi d'investir de manière prioritaire dans les réseaux électriques en HTA, sans négliger pour autant les autres ouvrages qui participent, également, à l'amélioration de la qualité de l'alimentation en électricité.

La maintenance, levier important de la continuité de l'alimentation, constitue, également, une des actions concourant à la fois à la fiabilisation et à la sécurisation des réseaux. La stratégie de maintenance d'ERDF consiste à arbitrer entre les actions préventives et curatives. ERDF adopte une stratégie différente en fonction des catégories d'ouvrage (maintenance préventive pour les postes sources HTB/HTA, les postes de distribution HTA/BT et les réseaux publics de distribution en HTA et maintenance curative pour les réseaux en BT et les branchements). ERDF choisit, actuellement, d'augmenter la part de la maintenance préventive.

Par ailleurs, ERDF a amélioré sa réponse aux situations de crise. En tirant les leçons des tempêtes de 1999, ERDF a adopté une démarche de préparation face aux évènements climatiques de grande ampleur, notamment en termes de plans de gestion des crises, de formation des équipes et de mise à disposition du matériel. Le dispositif de gestion des crises qui associe des outils de veille et d'alerte rapide, des ressources

humaines diversifiées et des techniques de réalimentation performantes, permet de rétablir l'alimentation de l'électricité plus rapidement qu'auparavant et, donc, de réduire le temps de coupure des utilisateurs. ERDF a ainsi pu diviser par cinq, en dix ans, le temps de réalimentation de 90 % des utilisateurs. Elle s'est aujourd'hui fixé comme nouvel objectif d'améliorer la communication de crise, de renforcer la coopération avec les acteurs extérieurs et de s'attacher à la fiabilité et la disponibilité des matériels nécessaires.

Toutes les dépenses liées aux actions destinées à améliorer le niveau de la qualité de l'alimentation (maintenance, plans de gestion de crises, *etc*.) sont principalement financées par le TURPE. Ce dernier est construit de manière à donner les moyens aux gestionnaires de réseaux d'accomplir au mieux leurs missions de service public et, donc, d'assurer un bon niveau de qualité d'alimentation aux utilisateurs.

Lors de l'élaboration du TURPE 3, la CRE a retenu la trajectoire d'investissements (prévisions d'investissements et de charges d'exploitation) la plus ambitieuse proposée par ERDF. Le cadre de régulation mis en place par la CRE est favorable aux investissements :

- le mécanisme d'indexation des tarifs garantit une bonne visibilité aux gestionnaires de réseaux sur l'évolution de leurs recettes d'exploitation ;

- le Compte de régulation des charges et des produits (CRCP) couvre ERDF contre les risques financiers liés aux évolutions imprévisibles ou non-maîtrisables de certains postes de charges et de produits ;

- le taux de rémunération des actifs retenu par la CRE de 7,25 % est en ligne avec ceux pratiqués en Europe ;

- la régulation incitative offre un bonus ou un malus selon la durée moyenne de coupure constatée.

ERDF, et son actionnaire EDF, considèrent que l'autofinancement devrait être un mode de financement privilégié des investissements et, en particulier, des investissements de renouvellement. Cependant, ils estiment que le recours à l'endettement est envisageable dans le cas d'investissements de développement.

Dans ce contexte, les perspectives d'amélioration de la qualité de l'électricité doivent être discutées

En effet, la qualité de l'électricité s'inscrit dans le contexte plus large d'évolution des réseaux électriques et de leur utilisation : l'afflux de production décentralisée d'énergie électrique d'origine notamment éolienne et photovoltaïque oblige l'ensemble des gestionnaires de réseaux à engager de nombreux investissements et à revoir leurs procédures d'exploitation. Par ailleurs, malgré les mesures de maîtrise de la demande en énergie, on constate une hausse ininterrompue de la consommation des installations raccordées.

Face à ces modifications importantes, les technologies de *Smart grids* faciliteront l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, et de ce fait, tendront à améliorer la qualité de l'alimentation.

Si on veut agir sur la qualité, les investissements devront être dirigés prioritairement vers l'enfouissement des réseaux en HTA, sans négliger pour autant le renouvellement des réseaux en BT aériens à fils nus, même si leur impact en la matière est bien moindre.

Finalement, dans ce contexte incertain d'évolution des réseaux électriques, les programmes d'investissement mis en œuvre par les maîtres d'ouvrage en faveur de la qualité devront désormais être plus partagés, voire concertés. La qualité de l'électricité dépend, en effet, des actions mises en œuvre à la fois par le gestionnaire de réseaux et par son autorité concédante et, donc, des relations qu'ils entretiennent.

Aujourd'hui, il apparaît plus que nécessaire qu'ERDF et ses autorités concédantes trouvent un *modus vivendi* au sein des concessions. À cette fin, la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre gestionnaire de réseaux et autorité concédante devra être revisitée en fonction des enjeux « *qualité* » et les programmes d'investissement respectifs devront être échangés et mieux coordonnés. Un nouveau processus de décision, de répartition et de pilotage des investissements entre le gestionnaire de réseaux et les autorités concédantes devra émerger. De nouveaux indicateurs devront être mis en place afin de mieux contrôler l'évolution de la qualité d'alimentation. Cette évolution des relations entre le gestionnaire de réseaux et les autorités concédantes devra, toutefois, se faire dans le respect des missions de chacun.

Afin d'améliorer la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution, une nouvelle organisation de la distribution de l'électricité est nécessaire. En effet, si les investissements dans les réseaux publics de distribution concourent aux stratégies de fiabilité et de sécurisation des réseaux, ils participent, notamment, aux politiques énergétique et environnementale. Or, malgré la convergence affichée par les parties prenantes pour améliorer la sécurisation des réseaux, le pilotage actuel des investissements est insuffisant pour mettre en œuvre cette stratégie.

Il conviendra, donc, de faire reposer la nouvelle organisation de la distribution d'électricité, d'une part, sur une hiérarchisation concrète des enjeux au sein d'une politique globale de gestion des réseaux et, d'autre part, sur la révision consécutive des responsabilités des parties prenantes. Ainsi, il s'agit de réinventer une gouvernance économique globale de la gestion des réseaux publics de distribution.

Chapitre I. –
Introduction

Depuis plusieurs années, dans son rapport annuel, la CRE dresse le constat de la dégradation de la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution. La qualité de l'électricité est définie en fonction des perturbations qui peuvent affecter l'électricité livrée aux utilisateurs par les réseaux publics de distribution[2]. Ces perturbations concernent la qualité de l'onde de tension et la fréquence et la durée des coupures qui interviennent sur les réseaux électriques. La courbe, ci-dessous, traduit la dégradation de la qualité, depuis 2000, par l'augmentation de la durée moyenne annuelle de coupure hors évènement exceptionnel.

Figure n°1 – Évolution de la durée moyenne annuell e de coupure hors évènement exceptionnel

Source : ERDF

Parallèlement à ce constat de dégradation de la qualité de l'alimentation au quotidien, les nombreuses coupures intervenues lors de l'hiver 2008-2009, à la suite de fortes chutes de neige et des tempêtes, ont souligné la sensibilité des réseaux publics de distribution d'électricité face aux évènements climatiques exceptionnels. Les coupures résultant de circonstances exceptionnelles, comme lors des tempêtes de janvier 2009 et janvier 2010, augmentent le sentiment de dégradation de la qualité.

[2] *Cf.* annexe 2 sur les définitions de la qualité de l'alimentation.

Lors des discussions relatives à la dégradation de la qualité de l'alimentation, la baisse des investissements du principal gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité, EDF Distribution puis ERDF, pendant la période de 1998 à 2005, est régulièrement invoquée pour expliquer cette dégradation. En effet, le graphique, ci-dessous, montre que, sur cette période, la baisse des investissements d'ERDF est corrélée à l'augmentation de la durée moyenne annuelle de coupure hors évènement exceptionnel.

Figure n°2 – Corrélation de la baisse des investissements d'ERDF et de l'augmentation de la durée annuelle moyenne de coupure hors évènement exceptionnel

Source : ERDF

Ce constat de dégradation intervient dans un contexte, d'une part, de multiplication des usages de l'électricité et, d'autre part, d'évolution-clé du système électrique. En effet, pour faire face à la demande croissante en électricité, les gestionnaires de réseaux doivent répondre aux défis que constituent le raccordement des énergies renouvelables décentralisées, la maîtrise de la demande en énergie et le développement des réseaux intelligents. La question des investissements dans les réseaux publics de distribution d'électricité, mais aussi celle relative à la maintenance et au renouvellement des réseaux se posent, de fait, avec plus d'acuité. Les consultations relatives au troisième tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ou tarif réglementé qui s'applique à tous les utilisateurs des réseaux publics, ont, par ailleurs, confirmé la nécessité d'une augmentation significative des investissements sur les réseaux publics de distribution. La CRE a, donc, proposé, dans le cadre de sa mission d'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité que lui a confié la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, un tarif retenant un niveau ambitieux d'investissements pour la période de 2009 à 2013.

Cependant, prenant acte du fait que ces dispositions ne seraient probablement pas suffisantes dans les prochaines années et dans le but d'éclairer ses futures décisions tarifaires, la CRE a décidé d'approfondir les aspects relatifs à la continuité d'alimentation des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité. Elle a, donc, choisi d'auditionner, et de rencontrer sur le terrain, les parties prenantes (les organisations représentatives des industriels du secteur électrique, les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et leur fédération représentative, les gestionnaires de réseaux et leurs organisations représentatives et le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer)[3], afin de faire émerger des propositions pour améliorer la qualité du service public de distribution d'électricité permettant de répondre le mieux possible aux attentes des utilisateurs.

Si le terme de qualité d'alimentation recouvre à la fois la qualité de l'onde de tension, la continuité de l'alimentation et la qualité de service, la CRE a concentré son étude sur l'aspect « *continuité* » de la qualité d'alimentation, qui constitue le point majeur d'achoppement pour les réseaux publics de distribution. Les aspects « *qualité de l'onde de tension* » et « *qualité de service* » sont évoqués, mais ils ne constituent pas les thèmes principaux de l'analyse et relèvent d'autres problématiques.

De même, si les réseaux électriques français sont constitués du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution, l'analyse se focalise sur la continuité d'alimentation des réseaux publics de distribution d'électricité. En effet, les spécificités du réseau public de transport (réseau maillé, interconnexions avec les autres réseaux européens, *etc*.) et du cycle annuel décisionnel de ses investissements (approbation par la CRE du programme d'investissements de RTE) conduisent à l'exclure du cadre de l'étude. Cependant, ce rapport concerne le réseau public de transport dans la mesure où il alimente les réseaux publics de distribution et où les incidents intervenant sur le réseau de transport peuvent affecter le niveau de la qualité constaté par les utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Cette analyse se concentre sur la dégradation de la continuité d'alimentation des réseaux publics de distribution d'électricité en situation normale ainsi que sur leur robustesse face à des évènements climatiques exceptionnels.

Après avoir dressé un constat de la dégradation relative de la continuité d'alimentation des réseaux publics de distribution, le rapport a pour vocation liminaire de mettre en lumière les difficultés auxquelles leurs gestionnaires et leurs utilisateurs font face. Dans cette optique, ce rapport examine, également, les solutions mises en œuvre pour y remédier en matière d'investissement, de maintenance, d'exploitation et de gestion des situations exceptionnelles. Enfin, ce rapport a aussi l'ambition d'apporter un éclairage sur les perspectives d'amélioration de la qualité afin qu'elles répondent le mieux possible aux attentes des utilisateurs.

[3] *Cf*. annexe 1 pour la liste des personnes auditionnées.

Chapitre II. –

Une analyse précise de la dégradation de la qualité de l'électricité a été effectuée

Le moindre incident qui intervient sur les réseaux électriques est jugé intolérable, alors qu'il était considéré, il y a deux générations, comme inhérent au fonctionnement des réseaux. En effet, aujourd'hui, une coupure électrique perturbe totalement la vie de la société. Les gens se retrouvent bloqués dans les ascenseurs, les ordinateurs et les caisses enregistreuses ne fonctionnent plus, les supermarchés ne sont plus éclairés, … Il y a à cet égard une attente beaucoup plus forte des consommateurs, en matière de qualité de l'électricité.

1. – La situation française en matière de qualité de l'électricité, bien que dégradée, reste satisfaisante 19

2. – De nombreux acteurs contribuent à fixer le niveau de qualité de l'électricité 42

3. – Les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux de distribution agissent en faveur de la qualité de l'alimentation sur les réseaux publics de distribution . 54

4. – Les parties prenantes ont des aspirations différentes quant à la qualité de l'alimentation 65

1. – La situation française en matière de qualité de l'électricité, bien que dégradée, reste satisfaisante

Ce chapitre se propose d'étudier la dégradation actuelle de la qualité d'alimentation sur les réseaux publics de distribution d'électricité. Cette analyse s'appuie sur les indicateurs utilisés par ERDF, mais également sur l'évolution de la qualité d'alimentation des réseaux de distribution en Europe et sur les attentes des utilisateurs.

Présentation liminaire des réseaux publics de distribution d'électricité français

Les caractéristiques générales des réseaux publics de distribution

Les réseaux publics de distribution sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire directement vers les consommateurs de plus faible puissance. Ils sont alimentés en haute et très haute tension ou HTB par le réseau public de transport, situé en amont, composé du réseau de grand transport et d'interconnexion (400 et 225 kV) et des réseaux de répartition régionale ou locale (principalement 90 et 63 kV) et représentant environ 100.000 kilomètres de lignes.

Les réseaux publics de distribution sont gérés principalement par Électricité Réseau Distribution France (ERDF). La distribution est assurée en moyenne tension ou HTA (20 et 15 kV) et en basse tension ou BT (400 et 230 V) et représente environ 1.274.000 kilomètres de lignes. ERDF est généralement maître d'ouvrage des investissements réalisés sur les réseaux en HTA tandis que les autorités concédantes et syndicats d'électricité assurent la maîtrise d'ouvrage des investissements réalisés sur les réseaux en BT.

Figure n°3 – Organisation des réseaux publics de d istribution d'électricité français

Source : ERDF

La structure des réseaux publics de distribution

Les réseaux publics de distribution français sont caractérisés par un patrimoine aérien important. Cependant, aujourd'hui, la majorité des nouveaux investissements se fait désormais en souterrain. La répartition et l'évolution des longueurs de réseaux aérien et souterrain en HTA et en BT est indiqué dans le tableau ci-dessous. S'agissant des réseaux en BT, on distingue le réseau aérien à fils nus, généralement ancien et fragile, du réseau aérien réalisé en câble isolé torsadé, beaucoup plus résistant aux intempéries[4].

Tableau n°1 – Structure et évolution des réseaux p ublics de distribution

Année	2000	2004	2009
HTA total	569.645	585.475	604.112
HTA aérien	385.454	373.933	360.535
HTA souterrain	184.191	211.545	243.577
% HTA souterrain	32 %	36 %	40 %
BT total	630.963	6.650	680.971
BT aérien	454.946	440.992	422.863
Dont BT fil nu	148.726	126.683	103.504
Dont BT fil torsadé	306.220	314.309	319.359
BT souterrain	176.037	212.658	258.108
% BT souterrain	28 %	33 %	38 %
% BT torsadé	49 %	48 %	47 %
% fils nus BT / Total BT	24 %	19 %	15 %

Source : ERDF

Malgré une hausse importante du pourcentage de réseaux souterrains, 60 % des réseaux en HTA et 62 % des réseaux en BT sont encore aériens.

1.1. – La continuité d'alimentation s'est dégradée durant la dernière décennie

Depuis quelques années, la dégradation de la continuité d'alimentation des réseaux publics de distribution est régulièrement évoquée. Les questions soulevées concernent aussi bien la fiabilité des réseaux en régime normal d'exploitation, que la sécurisation de l'alimentation en électricité face aux évènements climatiques exceptionnels. D'une manière plus diffuse, ont également été mises en cause l'augmentation des coupures pour travaux et la répercussion des incidents du réseau public de transport.

Le présent chapitre dresse le constat de la situation actuelle à partir des indicateurs objectifs disponibles : en premier lieu le plus usuellement utilisé et suivi depuis de nombreuses années, le « *critère B* » d'ERDF, mais également d'autres critères complémentaires permettant d'expliquer les évolutions que le « *critère B* » s'avère insuffisant à mesurer.

1.1.1. – La durée moyenne annuelle de coupure (« *critère B* ») est le principal indicateur de la continuité d'alimentation des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité

Le « *critère B* » est le principal indicateur de la continuité d'alimentation pour les gestionnaires des réseaux publics de distribution en BT comme en HTA. Il s'agit de la durée moyenne annuelle de coupure par

[4] Le câble isolé torsadé peut continuer à fonctionner même en cas de ruine des poteaux ou de contact avec d'autres objets (branches d'arbres, contact avec le sol).

utilisateur des réseaux publics de distribution raccordé en BT. C'est un indicateur moyen, qui ne porte pas d'information sur la répartition du temps de coupure entre territoires, mais qui peut tout de même être estimé à une échelle territoriale. Le « *critère B* » ne tient compte ni de la puissance de raccordement des utilisateurs coupés, ni de leur puissance souscrite ou de leur consommation.

Le « *critère B* » est utilisé autant par ERDF que par les autres gestionnaires de réseaux publics de distribution. Néanmoins, le présent chapitre se concentrera uniquement sur l'indicateur d'ERDF car le « *critère B* » perd une part de sa pertinence à l'échelle de gestionnaires de réseaux publics de distribution de petite taille du fait de l'absence de foisonnement géographique.

Le calcul du « critère B » par ERDF donne lieu à une estimation complexe qui ne remet toutefois pas en cause la pertinence de l'étude de son évolution

En premier lieu, le périmètre géographique de calcul du « *critère B* » d'ERDF a évolué dans la dernière décennie, suscitant des interrogations sur la pertinence de son évolution :

- d'une part, depuis 2000, il n'intègre plus la Corse ;

- d'autre part, depuis 2005, il prend en compte la concession de Paris.

Ces modifications ont chacune fait baisser le « *critère B* » d'environ 2 minutes. Cet effet est très en deçà de la volatilité du « *critère B* » de l'ordre de 20 minutes. Ces changements de périmètre n'ont, donc, pas fondamentalement modifié le niveau moyen de l'indicateur. Aujourd'hui, le « *critère B* » est calculé sur l'ensemble des concessions gérées par ERDF.

Par ailleurs, la mesure du « *critère B* » est réalisée en recensant les coupures de manière différente suivant leur niveau de tension d'origine :

- les coupures qui relèvent d'un évènement sur le réseau public de transport, ou relèvent d'un déséquilibre du système électrique (par exemple lors de grands évènements tels que la panne du 4 novembre 2006) sont comptabilisées en temps réel par les agents des Agences de conduite réseau (ACR) ;

- les coupures qui relèvent d'un évènement sur les réseaux en HTA sont, également, sous la surveillance des ACR. En effet, les départs HTA sont, d'une manière générale, équipés de consignateurs d'états qui datent et reportent tous les incidents en temps réel. Le temps de coupure résultant peut, donc, être comptabilisé avec précision ;

- en revanche, dans l'attente de la généralisation de compteurs évolués, les réseaux en BT ne possèdent pas les capteurs nécessaires au report, ou même à l'enregistrement ou à la comptabilisation des coupures dues aux défauts de ces réseaux. Dans ces cas, le temps de coupure est seulement comptabilisé à partir des appels des utilisateurs.

La modalité de calcul du « *critère B* » a, donc, tendance à minorer le temps de coupure dû aux défaillances des réseaux en BT. Cette tendance s'accroît lors des incidents exceptionnels lorsque les Centres d'appel dépannage sont saturés.

Malgré ces insuffisances, le « *critère B* » conserve son intérêt. En effet, compte tenu du nombre d'utilisateurs par départ HTA (environ 1.500 en moyenne) et par départ BT (environ 20 en moyenne), et compte tenu du fait que les taux d'incidents entraînant des coupures sont comparables sur les réseaux aériens en HTA et BT, les incidents en BT concernent moins d'utilisateurs que les incidents en HTA. Quoi qu'il en soit, ces incertitudes de mesure se répètent chaque année et ne remettent pas en cause l'analyse des séries temporelles du « *critère B* ».

Pour conduire l'analyse de l'évolution de la performance des réseaux, le « *critère B* » est subdivisé selon l'origine des coupures. ERDF calcule ainsi séparément la contribution au « *critère B* » dues :

- aux coupures du réseau amont et aux défauts d'équilibrage du système électrique ;

- aux incidents climatiques, exceptionnels ou non ;

- aux travaux réalisés sur les réseaux publics de distribution.

Le « *critère B brut* » est dès lors appelé par distinction le « *critère B toutes causes confondues* », ou « *critère B TCC* ».

Après une nette amélioration de la qualité au cours des années 1980 à 1990, la performance des réseaux vue de l'utilisateur se dégrade depuis 2001

Les utilisateurs subissent les coupures d'alimentation indépendamment de leur origine ou de leur motif. Ainsi, le « *critère B TCC* », qui mesure la durée de coupure quel qu'en soit le réseau ou l'évènement d'origine, constitue, donc, un indicateur privilégié pour estimer la performance des réseaux vue de l'utilisateur. *A contrario*, les déclinaisons du « *critère B* » offrent une information utile à l'analyse des gestionnaires de réseaux.

Le « *critère B TCC* » a fortement décru au cours des années 1980 et 1990, passant de 400 à 75 minutes. Après une période de stagnation, il s'est ensuite dégradé progressivement, comme l'illustrent les deux figures suivantes :

Figure n°4 – Évolution du « *critère B TCC* » depuis 1980 sur le périmètre des concessions d'ERDF

Source : ERDF

En tendance, le calcul depuis 2001 fait apparaître une dégradation annuelle de 4,5 minutes par an du « *critère B TCC* », hors tempête *Klaus*. Toutefois, ce chiffre n'est pas statistiquement significatif.

L'analyse de la fréquence de coupure complète la vision « *utilisateur* » de la qualité de l'alimentation des réseaux publics de distribution. Elle montre une tendance, également, haussière du nombre de coupures longues[5] par utilisateur (de 0,05 par an pour une valeur moyenne de 1,2 par an pour la période 2003 à 2008, soit une augmentation annuelle de 4 %).

Du point de vue du gestionnaire de réseaux, la vision « *utilisateur* » donnée par le « *critère B TCC* » et la fréquence de coupure sont insuffisantes pour couvrir les enjeux industriels sous-jacents. En effet, le « *critère B TCC* » confond deux informations complémentaires de la performance des réseaux :

[5] *Cf.* annexe n°2 sur les définitions de la qualité.

- d'une part, la fiabilité des réseaux au quotidien ;
- d'autre part, la sécurisation des réseaux face aux incidents climatiques exceptionnels.

En outre, le « *critère B TCC* » intègre le temps de coupure dû aux défauts d'alimentation des réseaux publics de distribution à partir du réseau public de transport[6] sur lequel les gestionnaires des réseaux de distribution ont peu de prise, ainsi que la durée de coupure due aux interruptions programmées liées aux travaux de développement et de maintenance. La limite de lisibilité du « *critère B TCC* » se manifeste notamment en 1999, puis en 2000 (du fait du prolongement des effets des tempêtes de 1999) et enfin en 2009. L'effet des tempêtes *Lothar* et *Martin* en décembre 1999 avait été jugé tellement décorrélé de l'évolution du « *critère B TCC* » qu'il en avait été retiré, alors que l'effet de la tempête *Klaus* en janvier 2009 ne l'a pas été. La dégradation de la qualité doit, donc, être analysée à partir d'autres indicateurs plus précis.

Figure n°5 – Catégories de coupures couvertes par les différents « *critères B* »

Source : CRE

1.1.2. – Les déclinaisons du « *critère B* » permettent de mieux caractériser la dégradation de la qualité de l'alimentation

La dégradation de la continuité d'alimentation tient principalement à l'augmentation des incidents en HTA

Les « *incidents* » correspondent à l'ensemble des évènements d'origine externe aux gestionnaires de réseaux qui ont un impact sur la conduite des réseaux publics de distribution. En ce sens, le nombre des incidents et le temps de coupure consécutif, indépendant de la performance du réseau public de transport et des travaux menés par les gestionnaires de réseaux, mesurent précisément la robustesse des réseaux.

Si de nombreux « *incidents* » sont dits « *sans dégât* » (typiquement la chute d'une branche qui entraîne le déclenchement des protections du départ HTA, puis son réenclenchement automatique) et provoquent un temps de coupure très faible (une coupure brève), de très nombreux incidents demandent l'intervention des équipes des gestionnaires de réseaux et produisent un temps de coupure plus important (une coupure longue).

Les « *incidents* » ont majoritairement pour origine les défaillances de matériel et les causes climatiques. Cette distinction est parfois ténue, s'agissant notamment des incidents sur les câbles souterrains. La part attribuée aux incidents climatiques est elle-même subdivisée selon l'ampleur de l'évènement climatique qui déclenche les incidents (évènement exceptionnel ou non). Ce second cloisonnement est particulièrement notable, car il définit les champs respectifs de la fiabilisation et de la sécurisation des réseaux. Le « *critère B*

[6] Ou d'un réseau public de distribution amont dans le cadre d'un gestionnaire de réseau public de distribution de rang 2.

incidents hors évènements exceptionnels » est, en outre, utilisé pour la mise en œuvre de la régulation incitative.

Encadré n°1 – Les « *circonstances exceptionnelles* », les « *évènements exceptionnels* » et les « *évènements de grande ampleur* »

Pour définir les « *circonstances exceptionnelles* » sur les réseaux publics de distribution, l'article 2 du décret du 24 décembre 2007[7] renvoie à la définition de la « *situation d'exploitation perturbée* » de l'article 19 du cahier des charges type du réseau public de transport[8], comme l'avait recommandé la CRE dans son avis du 11 octobre 2007, dans lequel elle encourageait l'administration à recourir à des définitions communes en transport et en distribution[9].

Hormis les actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, les atteintes causées par des faits accidentels, les catastrophes naturelles (au sens de la loi du 13 juillet 1982), l'indisponibilité fortuite de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport et la mise hors tension d'ouvrages décidée par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique, l'article 19 du cahier des charges type prévoit que les « *circonstances exceptionnelles* » concernent les « *phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux* ».

Dans l'exposé des motifs de sa proposition tarifaire du 26 février 2008, la CRE a assimilé les « *circonstances exceptionnelles* » prévues par le décret du 24 décembre 2007 aux « *évènements exceptionnels* » exclus de la régulation incitative, en précisant que les phénomènes climatiques étaient reconnus comme exceptionnels lorsqu'ils étaient « *caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100.000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité* ». Cette définition, qui correspond à l'expérience d'exploitation des gestionnaires de réseaux, était déjà utilisée dans les contrats Émeraude[10] et dans certains cahiers des charges de concession.

ERDF qualifie en outre de « *grande ampleur* » les évènements qui ne peuvent pas être qualifiés d'« *exceptionnels* » au titre de la définition du TURPE, mais qui touchent plus de 30.000 utilisateurs.

Finalement, les gestionnaires de réseaux qualifient d'« *évènements exceptionnels* » les évènements tels que les tempêtes *Lothar* et *Martin* de 1999 ou la tempête *Klaus* de 2009.

Le « *critère B incidents* » comptabilise le temps de coupure dû aux incidents advenus sur les réseaux publics de distribution. Il représente une part prépondérante du « *critère B TCC* » (stable autour de 80 % du « *critère B TCC* » depuis 2000, hors conséquences des tempêtes de 1999) et se dégrade progressivement avec une tendance de 2,7 minutes par an sur la période 2000 à 2008.

---

[7] Décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application du II de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000.

[8] Annexé au décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.

[9] La situation d'exploitation perturbée résulte de circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté ou de l'action du concessionnaire, non maîtrisables en l'état des techniques et revêtant le caractère d'un cas de force majeure.

[10] Le contrat Émeraude, approuvé par la Direction du Gaz, de l'Électricité et du Charbon (DIGEC) le 2 mai 1995, a été conçu pour inciter EDF et ses clients à rechercher des solutions permettant de réduire, de façon pérenne, les préjudices subis par ces derniers du fait de défauts dans la qualité de l'électricité. Il a été généralisé dès l'automne 1995 à l'ensemble des clients du tarif Vert sur la France métropolitaine (hors Corse).

Figure n°6 – Évolution du « *critère B incidents* » depuis 2000 (hors tempêtes de 1999) sur le périmètre des concessions d'ERDF

Source : ERDF

Cette dégradation est principalement causée par les incidents hors évènements exceptionnels. Notamment, le temps de coupure dû aux défaillances de matériel s'est accru durant la dernière décennie à un rythme moyen de 1,3 minutes par an. Le temps de coupure pour défaut d'élagage s'est stabilisé à un niveau très faible (1 minute en 2000, 2,1 minutes en 2006 et 1,7 minutes en 2009).

La part du « *critère B incidents* » liée aux évènements climatiques exceptionnels est difficilement exploitable dans la mesure où ces évènements, d'ampleur variable, sont trop peu nombreux pour faire apparaître une tendance sur une période assez courte permettant de s'affranchir de l'évolution des performances des réseaux. En complément du « *critère B incidents* », le temps de réalimentation lors des évènements exceptionnels donne une indication de la sécurité des réseaux, même si :

- il n'en relève pas *stricto sensu*, mais touche aussi à l'action des gestionnaires de réseaux ;
- les évènements climatiques exceptionnels sont d'ampleur difficilement comparable.

À cet égard, ERDF a amélioré la performance de ses réseaux faisant passer depuis la tempête de 1999 le temps de réalimentation, de 90 % des utilisateurs, de 9 jours lors des tempêtes *Lothar* et *Martin* à 2 jours en 2010 lors de la tempête *Xynthia*.

Les réseaux en HTA sont responsables d'une part prépondérante et croissante des incidents

En moyenne sur la dernière décennie, les réseaux en HTA représentent environ 75 % du « *critère B incidents* » et 80 % du temps de coupure sur incidents lors d'évènements exceptionnels. Ces réseaux s'avèrent, donc, prépondérants dans la formation de l'indicateur. La progression du taux d'incidents sur les réseaux en HTA montre en outre la dégradation de la performance de ces réseaux.

L'aggravation du « critère B travaux » est conjoncturelle

Le « *critère B travaux* » comptabilise le temps de coupure dû aux interventions des gestionnaires de réseaux pour la maintenance et le développement des réseaux. Il traduit, donc, un défaut de qualité, mais témoigne de l'activité des gestionnaires de réseaux pour une meilleure qualité.

Comme le montre la figure suivante, la progression des coupures pour travaux contribue à la dégradation actuelle de la qualité :

Figure n°7 – Évolution du « *critère B travaux* » depuis 2000 sur le périmètre des concessions d'ERDF

Source : ERDF

Le temps de coupure pour travaux est passé de moins de 10 minutes jusqu'en 2007 à une vingtaine de minutes en 2008 et 2009. Sa part dans le « *critère B TCC* » est passée de 9 % sur la période 2001 à 2004 à 20 % en 2008 (ce taux a rechuté en 2009 à cause de la tempête *Klaus*). Pour autant, cette progression est fortement conjoncturelle et ne devrait pas durer, car elle est essentiellement due à la mise en œuvre de l'élimination, prévue par la réglementation d'ici fin 2010, des transformateurs contenant des traces de PCB (polychlorobiphényles : Pyralène, Arochlor ou Askarel), qui ne peut pas être réalisée sous tension. En 2009, l'impact de l'élimination de ces transformateurs a été de 11,2 minutes sur les 23,3 minutes du « *critère B travaux* ». Dès 2011, le temps de coupure pour travaux devrait, donc, revenir aux niveaux antérieurs.

Le « critère B HIX », couramment utilisé par ERDF et les médias, n'est pas un indicateur de la dégradation de la continuité d'alimentation

Le « *critère B hors incidents exceptionnels* » ou « *critère B HIX* » est la somme du « *critère B travaux* » et du « *critère B incidents hors évènements exceptionnels* ». Cet indicateur est couramment utilisé. Ainsi, les objectifs de continuité d'alimentation attribués à ERDF dans le Contrat de service public de 2005 entre l'État et le Groupe EDF s'appuient sur ce critère. Il est, également, souvent utilisé dans la communication d'ERDF ou dans la presse. En particulier, l'augmentation de 50 % du temps de coupure entre 2000 et 2008, abondamment commentée par la presse nationale en mars 2010, était le résultat d'une comparaison entre le temps de coupure en 2000 (environ 50 minutes) et celui de 2008 (environ 75 minutes).

Figure n°8 – Évolution du « *critère B HIX* » depuis 2000 sur le périmètre des concessions d'ERDF

Source : ERDF

En tendance, le « *critère B HIX* » montre une dégradation certaine. Pour autant, aucune conclusion ne peut être tirée de cet indicateur concernant la vétusté des réseaux, dans la mesure où il prend en compte à la fois la performance des réseaux et l'activité de leurs gestionnaires.

Le réseau public de transport n'est pas responsable de la dégradation de la continuité d'alimentation des utilisateurs des réseaux publics de distribution

De 2000 à 2009, les défaillances du réseau public de transport ont été à l'origine de 6,4 % du « *critère B TCC* », comme l'indique la figure suivante :

Figure n°9 – Part du « *critère B TCC* » due à la défaillance du réseau public de transport (hors tempêtes de 1999, mais avec la tempête *Klaus* de 2009) sur le périmètre des concessions d'ERDF

Source : ERDF

La figure ci-dessus montre que la part de la durée de coupure imputable au réseau public de transport n'est, donc, pas prépondérante. La fréquence de coupure du réseau public de transport est, par ailleurs, stable autour de 0,09 coupures par an et par poste source HTB/HTA. La sécurisation de l'alimentation des réseaux publics de distribution s'est en outre accrue depuis 1999 sous l'impulsion du plan de sécurisation mécanique du réseau public de transport mis en œuvre par RTE. Dans ces conditions, l'amélioration de l'alimentation des utilisateurs en BT dépendra davantage des réseaux publics de distribution comme le propose le rapport.

L'alimentation en électricité des territoires les moins bien alimentés ne se dégrade pas plus vite que dans les autres territoires

L'étude des inégalités entre les territoires pour la continuité de l'alimentation en électricité durant la dernière décennie se heurte à l'absence de données sur les dernières années. L'étude a par conséquent été limitée aux années 2000 à 2006.

La figure suivante montre la répartition des centres selon la continuité de leur alimentation sur cette période ; un centre de distribution moyen a connu un « *critère B HIX hors travaux* » de 58 minutes.

Figure n°10 – Répartition des anciens centres de distribution ERDF selon le « *critère B HIX hors travaux* » (moyenne 2000 à 2006)

Source : ERDF

Sur l'ensemble des concessions d'ERDF, les anciens centres de distribution se trouvent dans des situations très diverses au regard de la continuité d'alimentation. Il n'existe pas deux groupes de territoires où les performances des réseaux seraient convenables ici et inadmissibles là, mais un groupe continu de territoires rassemblés autour d'un temps de coupure (« *critère B HIX hors travaux* ») de 58 minutes, précédé de territoires mieux alimentés, mais suivi de territoires relativement nombreux et moins bien alimentés. Sur la période 2000 à 2006, 14 % des centres de distribution subissaient un temps de coupure supérieur à 90 minutes par an et par utilisateur (soit 1,5 fois le temps de coupure moyen). La situation est comparable en tenant compte du poids relatif des centres de distribution, comme le propose la figure suivante :

Figure n° 11 – Répartition des utilisateurs selon l e « *critère B HIX hors travaux* » (moyenne 2000 à 2006) de leur ancien centre de distribution

Source : ERDF

Sur cette période, la progression du temps de coupure (« *critère B HIX hors travaux* »), qui a été en moyenne de 6,6 % par an, a touché les centres de distribution les moins bien alimentés autant que les mieux alimentés. La répartition du temps de coupure pour défaillance de matériel ne montre pas non plus un surcroît de défaillance parmi les centres de distribution les moins bien alimentés ; celui-ci progresse de manière homogène en pourcentage.

D'une manière générale, le « *critère B* » et ses variantes permettent difficilement de suivre la situation des territoires qui subissent un temps de coupure important dans la mesure où le « *critère B* » demeure un indicateur moyen.

1.2. – La France est bien placée au plan européen concernant la continuité d'alimentation sur les réseaux publics de distribution d'électricité

La France est bien positionnée en Europe en termes de durée et fréquence de coupures. Au-delà de l'appréciation générale et globale, il demeure délicat de comparer deux pays en particulier, compte tenu des différences multiples de contexte entre eux.

1.2.1. – Le « *Quatrième rapport d'évaluation et de comparaison de la qualité de l'électricité en Europe* » réalisé par le Conseil des régulateurs européens de l'énergie compare avec difficulté la qualité de l'alimentation en électricité dans les différents États européens

L'amélioration de la continuité de l'alimentation en électricité est un des objectifs de ce rapport

Le « *Quatrième rapport d'évaluation et de comparaison de la qualité de l'électricité en Europe* »[11] est un document du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)[12] décrivant, notamment, les réglementations et exigences nationales en termes de qualité. Son objectif est de contribuer à l'amélioration de la qualité de l'électricité sur la base d'une comparaison de la qualité d'alimentation dans les différents pays membres de l'Union européenne. Le rapport présente les trois dimensions de la qualité de l'alimentation en électricité : l'analyse de la continuité d'alimentation, l'étude de la qualité de l'onde de tension fournie et la comparaison des services commerciaux rendus aux utilisateurs.

Les difficultés rencontrées dans l'établissement de la comparaison entre États européens obligent le CEER à émettre des réserves quant aux résultats proposés dans son rapport[13]

Si les données présentées ci-dessous sont utiles pour mesurer la position de la France en comparaison de celle des autres États européens, le CEER apporte des réserves quant aux résultats obtenus dans la mesure où le rapport se fonde sur les données fournies par les différents gestionnaires de réseaux européens dont les indicateurs de la continuité d'alimentation ne recouvrent pas les mêmes réalités. Les méthodes de calcul pour définir ces indicateurs varient d'un État européen à l'autre. Cela est particulièrement vrai pour les notions de « *coupure planifiée ou fortuite* », d'« *évènement exceptionnel* », et de « *ruralité* ». Par ailleurs, les États européens n'ont pas tous les mêmes règles d'agrégation. Enfin, les indicateurs ne recouvrent pas toujours les utilisateurs raccordés aux mêmes domaines de tension.

Si la norme EN 50160 donne une définition précise de la « *coupure planifiée* », à savoir une « *interruption pour laquelle les clients sont informés en avance* » afin de permettre l'exécution de travaux prévus sur les réseaux de distribution, certains États utilisent des définitions plus précises, comme le Portugal ou la Lituanie. Ainsi, pour le Portugal, trois raisons différentes peuvent être avancées pour justifier d'une coupure planifiée : une coupure pour raison d'intérêt public, une coupure pour raison de service et une coupure dont l'utilisateur est responsable. En Lituanie, une coupure planifiée est définie comme une coupure nécessaire pour une opération planifiée de maintenance, de reconstruction, de révision ou de réparation des réseaux de transport ou de distribution d'électricité.

De la même manière, la notion d'« *évènement exceptionnel* » est différente selon le pays européen considéré. Ainsi, le CEER identifie 6 catégories recouvrant des réalités différentes : l'évènement exceptionnel, la force majeure, la situation d'urgence, la situation de sécurité, la situation d'incidents multiples et la situation de puissance hautement critique. Si, en France, un évènement est qualifié d'exceptionnel lorsque sa probabilité d'occurrence est inférieure à 5 % et que plus de 100.000 clients connaissent simultanément une coupure d'électricité, en Autriche, en revanche, la dénomination de « *catastrophe naturelle* » a été retenue lorsque toute situation de crise est déclarée par une autorité locale et/ou si le gouvernement fédéral ou provincial prend des mesures destinées à apporter un soutien financier.

La notion de « *ruralité* » est, également, appréciée différemment selon les pays européens. Par exemple, si, pour la France, le CEER a utilisé la définition de la ruralité au sens de l'INSEE (« *villes et villages de moins de 10.000 habitants* »), en Italie seules les « *municipalités de moins de 5.000 habitants* » rentrent dans la catégorie des zones rurales. Par ailleurs, certains régulateurs, celui du Portugal par exemple, ne prennent pas en compte dans leur définition les habitants, mais les utilisateurs (un foyer compte pour un utilisateur). Enfin, on s'aperçoit qu'au sein d'un même pays, les limites peuvent aussi évoluer. Alors qu'au Portugal, en 2001 et 2002, les localités de moins de 5.000 utilisateurs étaient considérées comme rurales, la délimitation

---

[11] « *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* » du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).

[12] Le CEER a comme mission de contribuer à la régulation des marchés européens de l'énergie, à établir des préconisations pour l'amélioration de la qualité d'approvisionnement et de service. En effet, le CEER estime que l'ensemble des utilisateurs des réseaux d'électricité devrait disposer d'une qualité dite « *suffisante* » de l'électricité.

[13] En page 61 du « *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* », il est indiqué que : « *The different rules and definitions used by different countries make it difficult to do a direct comparison of the continuity of supply in different countries* ».

a changé en 2003. Depuis cette date, ce sont les localités de moins de 2.500 clients qui sont définies comme zones rurales.

En outre, les gestionnaires de réseaux de distribution ne mettent pas en œuvre les mêmes modalités d'agrégation des données pour l'estimation de leurs différents indicateurs. Par exemple, les coupures brèves advenant dans l'heure qui suit une coupure longue ne sont pas comptabilisées dans tous les pays. De même, la durée et la fréquence de coupures sont estimés de manière différente selon les pays. Ainsi, si en France, la détection des incidents sur les réseaux en BT est réalisée à partir des appels des utilisateurs privés d'électricité, en Suède, en revanche, le nombre de coupures est recensé de façon précise et systématique grâce aux compteurs évolués qui se sont généralisés dans le pays.

Enfin, concernant le périmètre des domaines de tension couverts par les indicateurs, si, en France, le « *critère B* » concerne les utilisateurs raccordés en BT, en revanche, l'indicateur danois ne prend en compte que les utilisateurs raccordés en moyenne et haute tension.

1.2.2. – Cependant, selon le « *Quatrième rapport d'évaluation et de comparaison de la qualité de l'électricité en Europe* », la France est bien classée au niveau européen en termes de continuité d'alimentation

Pour comparer les temps de coupure des différents États européens, le CEER s'est appuyé sur les mesures effectuées dans chaque État pour :

- la durée moyenne annuelle des coupures planifiées et fortuites ;
- la fréquence des coupures planifiées et fortuites.

Selon le rapport, au niveau européen, la continuité d'alimentation s'est globalement et notablement améliorée lors des 10 dernières années. La durée cumulée de coupure hors évènements exceptionnels est en régression constante depuis 2002, comme l'illustre la figure ci-dessous :

La France reste bien classée en Europe en termes de durée moyenne annuelle et de fréquence de coupure depuis 2001

Figure n°12 – Durée moyenne annuelle des coupures non planifiées par utilisateur et par an (SAIDI[14]), hors évènements exceptionnels

Source : CEER

[14] SAIDI : System Average Interruption Duration Index. *Cf.* annexe n°4 sur le cadre normatif.

La continuité de l'alimentation assurée actuellement par les gestionnaires de réseaux français apparaît, donc, comme satisfaisante au regard de la situation européenne. Toutefois, comme l'illustre ce graphique, le réseau français est l'un des rares en Europe dont les performances sont en régression.

Les durées cumulées de coupures entre les réseaux urbains et ruraux de six pays, dont la France, ont également été comparées. Le rapport rend compte d'une meilleure continuité d'approvisionnement dans les zones urbaines que dans les zones périurbaines et rurales :

Figure n°13 – Durée moyenne annuelle des coupures non planifiées par utilisateur, par an et par région (SAIDI), hors évènements exceptionnels

Source : CEER

La fréquence de coupure par utilisateur et par an des différents États européens a, également, été comparée. La fréquence de coupure française est stable et inférieure à la moyenne européenne.

Figure n°14 – Fréquence des coupures non planifiées par utilisateur et par an (SAIFI[15]), hors évènements exceptionnels

Source : CEER

La continuité d'alimentation est évaluée, en France, grâce à des indicateurs standards, tels que la durée et la fréquence de coupure brèves et longues, calculées annuellement et en moyenne sur des zones de desserte limitées (niveau de la concession) ou étendues (niveau national), en distinguant les coupures fortuites et les coupures planifiées. La CRE suit depuis plusieurs années de nombreux indicateurs de continuité tant pour le réseau public de transport que pour les réseaux publics de distribution du principal gestionnaire de réseaux, ERDF.

On constate, donc, à la lecture des graphiques ci-dessus, qu'à la fois en termes de durée et de fréquence de coupure, la France reste bien positionnée.

1.3. – Les attentes des utilisateurs en matière de qualité sont difficiles à cerner

Dans un contexte où les usages de l'électricité se développent avec la généralisation de l'informatique, de l'Internet ou de la téléphonie mobile par exemple, les coupures d'électricité sont de moins en moins bien tolérées, y compris lors des évènements exceptionnels, notamment climatiques.

Néanmoins, les attentes des utilisateurs sont particulièrement diffuses, et parfois contradictoires. Le sondage récent de la FNCCR[16] illustre cet état de fait.

[15] SAIFI : System Average Interruption Frequency Index. *Cf.* annexe n°4 sur le cadre normatif.

[16] Le 6ème baromètre « *Les Français et l'énergie* » a été conduit par l'IFOP pour la FNCCR, entre le 11 et le 17 mars 2010, auprès de 863 personnes, représentatives de la population française, âgées de 18 ans et plus, de 501 chefs d'entreprise, représentatifs des entreprises de 0 à 49 salariés et réalisant moins de 10 millions d'euros de chiffre d'affaires, de 301 maires, représentatifs des communes françaises.

1.3.1. – Les utilisateurs perçoivent la dégradation de la continuité d'alimentation, mais demeurent globalement satisfaits

Les utilisateurs des réseaux publics de distribution sont globalement satisfaits, la baisse de satisfaction des maires ne se retrouvant ni dans le grand public, ni chez les chefs d'entreprises

Le 6ème baromètre « *Les Français et l'énergie* » réalisé par l'IFOP pour la FNCCR en mars 2010 auprès des maires, des chefs d'entreprises et du grand public indique que les utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité sont globalement satisfaits de l'ensemble des services fournis par les gestionnaires de réseaux. La figure, ci-dessous, montre que les Français jugent plutôt positivement la fourniture d'électricité et les services associés. Elle montre, cependant, une dégradation de l'opinion des maires.

Figure n°15 – Degré de satisfaction globale concer nant la fourniture d'électricité

Question posée : Nous allons parler du service de l'électricité. D'une manière générale, sur une échelle de satisfaction allant de 0 à 10, où vous situez-vous, 0 signifiant que vous êtes très mécontent et 10 que vous êtes très satisfait ?

Source : FNCCR

La fiabilité et la sûreté des réseaux électriques, comme la rapidité d'intervention en cas de problème, donnent pleine satisfaction, contrairement à la qualité esthétique

Plusieurs éléments permettent de tempérer ce panorama de satisfaction globale. En effet, on note dans le tableau ci-après à la fois une baisse de 15 % de la satisfaction sur les aspects techniques et commerciaux de la fourniture d'électricité (fiabilité et sûreté des réseaux, rapidité d'intervention en cas de problème, compétence des interlocuteurs en cas de problème) et un degré de satisfaction relativement faible concernant la qualité esthétique et l'intégration des poteaux et lignes dans le paysage.

Tableau n°2 – Degré de satisfaction détaillée concernant plusieurs aspects de la fourniture d'électricité
Question posée au grand public : Et plus particulièrement, concernant votre fourniture en électricité, sur une échelle de satisfaction allant de 0 à 10, où vous situez-vous pour chacun des éléments suivants, 0 signifiant que vous êtes très mécontent et 10 que vous êtes très satisfait ? (Moyenne sur 10)

	Juin 2004	Novembre 2004	Juin 2005	Juin 2006	Janvier 2008	Mars 2010
La fiabilité et la sûreté des réseaux (absence de coupures, de chute de tension)	8,2	8,1	8,1	8,0	7,9	7,8
La rapidité d'intervention en cas de problème	7,3	7,2	7,5	7,3	7,0	7,1
La compétence des interlocuteurs en cas de problème	7,3	7,4	7,5	7,3	6,9	6,9
La qualité esthétique et l'intégration des poteaux et des lignes dans le paysage en général	NP	NP	5,5	5,4	5,3	5,4

Source : FNCCR

Malgré un sentiment global de satisfaction, la dégradation de la qualité est nettement perçue par tous les utilisateurs

Le baromètre montre que les utilisateurs perçoivent la dégradation de la qualité de l'alimentation en électricité, notamment concernant la fiabilité et de la sûreté des réseaux, même s'ils restent globalement satisfaits, comme l'indique la figure, ci-dessous :

Figure n°16 – Fiabilité et la sûreté des réseaux (absence de coupures, de chutes de tension)
Question posée : Concernant votre fourniture en électricité, sur une échelle de satisfaction allant de 0 à 10, où vous situez-vous pour la fiabilité et la sûreté des réseaux, 0 signifiant que vous êtes très mécontent et 10 que vous êtes très satisfait ?

Source : FNCCR

Par ailleurs, la perception de la dégradation de la qualité est de plus en plus notable s'agissant de la rapidité d'intervention suite à un incident ou à une coupure (Figure n°17) et de la compétence des interlocuteurs en cas de problème (Figure n°18).

Figure n°17 – Rapidité d'intervention en cas de problème

Question posée : Concernant votre fourniture en électricité, sur une échelle de satisfaction allant de 0 à 10, où vous situez-vous pour la rapidité d'intervention en cas de problème, 0 signifiant que vous êtes très mécontent et 10 que vous êtes très satisfait ?

Source : FNCCR

Figure n°18 – Compétence des interlocuteurs en cas de problème

Question posée : Concernant votre fourniture en électricité, sur une échelle de satisfaction allant de 0 à 10, où vous situez-vous pour la compétence des interlocuteurs en cas de problème, 0 signifiant que vous êtes très mécontent et 10 que vous êtes très satisfait ?

Source : FNCCR

Les deux figures ci-dessus montrent que la dégradation de la qualité perçue par le grand public et les chefs d'entreprise est avant tout liée à la baisse de l'appréciation sur la compétence des interlocuteurs en cas de problème.

1.3.2. – Les attentes des utilisateurs en matière de qualité sont variées

Les utilisateurs souhaitent une amélioration de la qualité d'alimentation

La perception de la dégradation de la qualité de distribution d'électricité est réelle. Ainsi, la perception de variations de tension oscille entre 11 et 16 % selon les populations concernées. La perception des « *microcoupures* » oscille de 10 % pour les chefs d'entreprises à 19 % pour les maires. Concernant plus particulièrement la continuité d'alimentation, 5 % des Français et parmi eux, 7 % des maires, estiment vivre « *souvent* » des coupures longues.

Figure n°19 – Perception des coupures longues

Question posée : En ce qui concerne l'électricité vous arrive-t-il de constater chez vous/dans votre entreprise/dans votre commune, des pannes, c'est-à-dire des coupures de plus d'une minute ?

Source : FNCCR

Du côté des élus, une progression forte de l'insatisfaction est à observer : à la question « *au cours des deux dernières années, diriez-vous que les coupures d'électricité ont été en nombre raisonnable ou trop nombreuses ?* », 15 % des maires répondent qu'elles ont été trop nombreuses.

Figure n°20 – Coupures d'électricité jugées trop n ombreuses

Question posée : Au cours des deux dernières années, diriez-vous que les coupures d'électricité ont été en nombre raisonnable ou trop nombreuses ?

Source : FNCCR

Les Français sont largement favorables à l'enfouissement des réseaux pour des raisons d'esthétique et de sécurisation

Selon le baromètre de la FNCCR, les réseaux électriques aériens sont sévèrement jugés par les Français. En termes d'esthétique, ils obtiennent à peine la moyenne, qu'il s'agisse de l'intégration des poteaux et lignes électriques dans leur commune ou dans le paysage en général. Le baromètre de la FNCCR ne fait pas de différence explicite dans cette question entre réseaux de transport et de distribution.

Figure n°21 – Appréciation de l'intégration des ré seaux dans le paysage

Source : FNCCR

Que ce soit pour des raisons esthétique ou de sécurisation, le sondage de la FNCCR fait apparaître que les Français et plus encore leurs maires, sont largement favorables à l'enfouissement des réseaux. L'enfouissement des réseaux, même au prix d'un surcoût, recueille ainsi l'avis favorable de 56 % des Français (et 64 % des habitants des communes rurales).

Interrogés sur la proposition de la FNCCR de consacrer 8 milliards d'euros en 8 ans pour sécuriser les parties les plus vulnérables des réseaux, les Français s'y disent favorables à 61 % (dont 11 % jugent que c'est prioritaire). Les élus sont encore plus sensibles à cette préoccupation : 81 % y sont favorables (dont 25 % jugent que c'est un sujet prioritaire).

Figure n° 22 – Jugement des Français sur la nécessi té d'enterrer les réseaux : une considération esthétique toujours présente et relativement stable

Question posée : En ce qui concerne le réseau électrique près de chez vous, estimez-vous qu'... ?

Source : FNCCR

Résumé

La situation française en matière de qualité de l'électricité, bien que dégradée, reste satisfaisante. En effet, malgré la dégradation de la continuité d'alimentation en électricité, la France est bien placée au niveau européen en termes de durée et de fréquence de coupure et les utilisateurs français sont globalement satisfaits de la continuité de l'alimentation en électricité.

Le « *critère B* », principal indicateur de la continuité d'alimentation des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité, montre que la performance des réseaux se dégrade de manière significative depuis 2001 et que cette dégradation tient principalement à l'augmentation des incidents en HTA. Cette dégradation est cependant relativisée par les déclinaisons du « *critère B* » qui montrent que les coupures d'alimentation pour travaux sont conjoncturelles, que le « *critère B HIX* », couramment utilisé par les médias, n'est pas un indicateur suffisant pour conclure à la dégradation de la continuité de l'alimentation, que le réseau public de transport n'est pas responsable de cette dégradation et que l'alimentation en électricité des territoires les moins bien alimentés ne se dégrade pas plus vite que dans les autres territoires.

Par ailleurs, la France demeure bien placée au plan européen concernant la continuité d'alimentation sur les réseaux publics de distribution d'électricité. En effet, selon le « *Quatrième rapport d'évaluation et de comparaison de la qualité de l'électricité en Europe* », la durée moyenne annuelle et la fréquence des coupures françaises restent inférieures aux moyennes européennes. Ces résultats doivent toutefois être maniés avec précaution dans la mesure où le rapport d'évaluation a été établi avec les données fournies par les différents gestionnaires de réseaux européens, dont les indicateurs de continuité d'alimentation ne recouvrent pas les mêmes réalités.

De surcroît, les attentes des utilisateurs en matière d'électricité sont difficiles à cerner car s'ils sont globalement satisfaits de la fourniture d'électricité, de la qualité de l'alimentation et des services associés, ils perçoivent tout de même une dégradation de la continuité d'alimentation. Les élus locaux sont les utilisateurs qui perçoivent le plus vivement cette dégradation.

2. – De nombreux acteurs contribuent à fixer le niveau de qualité de l'électricité

Les parlementaires, le gouvernement, le régulateur et les organismes de normalisation contribuent à fixer le niveau de qualité de l'électricité. Cette partie précise leurs rôles et objectifs respectifs.

2.1. – Les parlementaires ont souhaité garantir les objectifs et modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées aux gestionnaires de réseaux

2.1.1. – Les dispositions législatives relatives au niveau de qualité des réseaux publics de distribution sont inscrites dans la loi depuis 2004

Dès le début de l'ouverture des marchés de l'électricité, le législateur a souhaité affirmer sa conception du service public de distribution d'électricité, en particulier s'agissant de la qualité de l'électricité. Ainsi, l'article 1er de la loi du 10 février 2000 prévoit, notamment, que le « *service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et* ***dans les meilleures conditions*** *de sécurité,* ***de qualité****, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique* ».

Lors de la transposition des directives du 26 juin 2003[17] dans le cadre législatif français[18], instituant notamment la filialisation des activités de transport et de distribution d'électricité et de gaz, les parlementaires ont jugé nécessaire de garantir que les objectifs et modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à Électricité de France fassent l'objet de contrats conclus avec l'État (dits « *Contrats de service public entre l'État et EDF* »). Ces contrats portent, notamment, sur les exigences de service public en matière de régularité et de qualité du service rendu aux utilisateurs.

Puis, lors de la préparation du projet de loi d'orientation sur l'énergie, le gouvernement a souhaité élargir l'objet du chapitre III du titre III de la loi du 10 février 2000 consacré à la sécurité et la sûreté des réseaux, pour y inclure des dispositions destinées à favoriser l'amélioration de la qualité technique de l'électricité, essentielle au bon fonctionnement d'un grand nombre d'appareils, domestiques ou industriels, laquelle est directement liée à la structure des réseaux de transport et de distribution d'électricité.

À cette fin, le projet de loi disposait que le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution sont tenus de concevoir et d'exploiter leurs réseaux pour assurer une desserte d'une qualité régulière et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

Enfin, le législateur a, de son côté, souhaité concilier deux objectifs : d'une part, la nécessité de sanctionner le non-respect des normes de qualité minimale de l'électricité et, d'autre part, le souci d'encourager à respecter ces normes par l'amélioration des performances. Ce dernier objectif est associé à une pénalité financière en cas de défaut de qualité, qui sera restituée dès lors que la qualité est rétablie.

Le législateur a également souhaité permettre d'augmenter de façon souple les standards de qualité qui figurent dans les cahiers des charges des concessions ou les règlements de service des régies. Dès lors qu'un niveau de qualité supérieur aux normes en vigueur est observé, il est possible de modifier ces normes pour instituer des normes de qualité plus élevées et pour réduire, de façon symétrique, le montant des pénalités pour défaut de qualité du fait de l'amélioration du niveau moyen de service obtenu.

Le législateur a, de plus, estimé qu'il revenait à l'État de fixer les niveaux minimums de qualité requis en tout point du territoire. Ce faisant, il a *de facto* considéré que la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité imposait une telle compétence de l'État.

---

[17] Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE et directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE.

[18] Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Ces évolutions ont été reprises à l'article 60 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique qui a inséré, dans la loi du 10 février 2000, un article 21-1 relatif à la qualité de l'électricité.

Encadré n°2 – Extraits du cadre législatif sur la qualité de l'alimentation en électricité

Les principales dispositions législatives sur la qualité de l'électricité sont contenues dans les articles suivants :

- l'article 1er de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, définissant les modalités de conclusion des Contrats de service public entre l'État et EDF ainsi que les points sur lesquels ils doivent porter ;

- l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, inséré par l'article 60 de la loi de programme n°2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, pour le niveau de la qualité de l'électricité.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF

Les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public qui sont assignées à Électricité de France font l'objet de contrats qui portent, notamment, sur :

- les exigences de service public en matière de sécurité d'approvisionnement, de régularité et de qualité du service rendu aux utilisateurs ;

- les modalités d'évaluation des coûts entraînés par la mise en œuvre du contrat et de compensation des charges correspondantes ;

- les objectifs pluriannuels en matière d'enfouissement des réseaux publics de distribution d'électricité.

Ces contrats définissent, pour chacun des objectifs, des indicateurs de résultats. Ces contrats prévoient que leur suivi et leur évolution fassent l'objet d'un rapport triennal transmis au Parlement.

2.1.2. – Des parlementaires s'interrogent sur de futures dispositions relatives à la qualité des réseaux électriques

Les dispositions législatives ne visent pas directement la sécurisation des réseaux face aux évènements climatiques exceptionnels, mais se focalisent plutôt sur la fiabilité des réseaux « *au quotidien* ».

En 2009, les sénateurs se sont saisis explicitement de la problématique de la sécurisation avec la proposition de loi n°423, présentée par Monsieur Xavier Pintat[19], relative à la sécurisation des réseaux de distribution d'électricité contre les intempéries liées au changement climatique. À ce jour, cette proposition de loi n'a pas encore fait l'objet d'un examen par le Sénat.

Le président de la CRE et la présidente du directoire d'ERDF ont également été auditionnés, le 1er juin 2010, devant la Commission de l'économie, du développement durable et de l'aménagement du territoire du Sénat, présidée par Monsieur Jean-Paul Emorine[20] et en présence de Monsieur Ladislas Poniatowski[21], sur l'état des réseaux électriques en France.

---

[19] Sénateur de la Gironde, président de la FNCCR et président du Syndicat départemental d'énergie électrique de la Gironde.
[20] Sénateur de la Saône-et-Loire.
[21] Sénateur de l'Eure, président du Groupe d'études de l'énergie, vice-président de la FNCCR et président du Syndicat intercommunal de l'électricité et du gaz de l'Eure.

La problématique de la qualité des réseaux électriques fait, également, l'objet d'une mission d'information au sein de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale. Cette mission d'information, mise en place lors de la première lecture du projet de loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOMÉ), présidée par Monsieur Jean Gaubert[22] et dont Monsieur Jean Proriol[23] est le rapporteur, a pour objet d'étude « *la sécurité et le financement des réseaux d'électricité et de gaz* ».

2.2. – Le gouvernement joue un rôle important en matière de qualité d'alimentation

Le rôle du gouvernement en matière de qualité est double car il agit en tant que pouvoir réglementaire et également, au nom de l'État, en tant qu'actionnaire majoritaire de la société EDF, dont la société ERDF est une filiale à 100 % :

- le pouvoir réglementaire de l'État est exercé par le ministre chargé de l'Énergie avec l'appui de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ;

- l'actionnariat, dont les prérogatives de l'État sont dévolues au ministre chargé de l'Économie avec l'appui de l'Agence des participations de l'État (APE).

Le pouvoir réglementaire de l'État en matière de qualité de l'alimentation en électricité s'exerce, essentiellement, au travers de :

- l'élaboration de la réglementation, prise en application du II de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 qui fixe les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux de distribution ;

- l'élaboration de la réglementation, prise en application du III de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 qui définit les principes généraux de calcul de la somme qui sera remise entre les mains d'un comptable public lorsque le niveau de qualité n'est pas atteint ;

- l'élaboration de la réglementation, prise en application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;

- la négociation et le suivi du Contrat de service public entre l'État et Électricité de France, prévu à l'article 1er de la loi du 9 août 2004, au terme duquel ERDF prend des engagements en faveur de la qualité d'alimentation.

Le dispositif réglementaire actuel repose sur le décret du 24 décembre 2007 et son arrêté d'application

Le dispositif réglementaire actuel est constitué :

- d'un décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application du II de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 ;

- d'un arrêté d'application du 24 décembre 2007, modifié par l'arrêté du 18 février 2010, pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2 007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

Le décret en Conseil d'État pris en application du III de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 et concernant la remise entre les mains d'un comptable public, par le gestionnaire de réseaux, d'une somme d'argent qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de la qualité, n'a pas encore été publié.

---

[22] Député des Côtes-d'Armor et président du Syndicat départemental d'électricité des Côtes d'Armor.
[23] Député de la Haute-Loire et président du Syndicat départemental des collectivités concédantes d'électricité et de gaz de la Haute-Loire.

D'une manière générale, le dispositif réglementaire prévoit, s'agissant de la continuité d'alimentation, que les gestionnaires de réseaux élaborent et mettent en œuvre des programmes d'amélioration de la continuité de l'alimentation des réseaux dès lors que celle-ci est insuffisante.

La réglementation précise que la qualité est jugée insuffisante lorsque 5 % des utilisateurs subissent dans l'année, hors circonstances exceptionnelles, un nombre de coupures longues ou un nombre de coupures brèves ou une durée cumulée des coupures longues qui excèdent les seuils fixés par l'arrêté du 24 décembre 2007.

La réglementation attribue aux autorités concédantes, dans chaque département, le choix de la maille d'estimation de la qualité et de déploiement d'un plan de redressement par les gestionnaires de réseaux.

Cette maille peut être :

- le département ;
- ou, si les autorités concédantes ont fait le choix de différencier le niveau des exigences de qualité, une zone géographique *infra* départementale caractérisée par la densité de sa population ou l'importance des consommations d'électricité qui y sont constatées.

Pour ce faire, l'arrêté d'application classe les communes selon trois zones :

- la zone A : les communes des agglomérations de plus de 100.000 habitants ;
- la zone B : les communes, non classées en zone A, des agglomérations de plus de 10.000 habitants ;
- la zone de base : les communes non classées en zone A ou B.

Les seuils fixés par l'arrêté d'application sont les suivants :

Tableau n°3 – Nombre maximal de coupures longues et brèves dans l'année et durée cumulée maximale annuelle des coupures longues par zone

Zones	Nombre de coupures longues par année	Nombre de coupures brèves par année	Durée cumulée annuelle des coupures longues
Zone A	4	12	6 heures
Zone B	5	20	10 heures
Zone de base	7	40	20 heures
Zones non différenciées	6	35	13 heures
Autres zones (Corse, DOM, COM et Mayotte)	Réservé	Réservé	Réservé

Source : Légifrance

Ces textes réglementaires prévoient, également, que lorsqu'une autorité concédante constate que le nombre de coupures longues en un point particulier de connexion aux réseaux publics de distribution excède dans l'année une valeur limite fixée à 15 par l'arrêté d'application, l'autorité organisatrice peut demander au gestionnaire de réseaux de procéder à une analyse du dysfonctionnement constaté et de ses causes, y compris, le cas échéant, des circonstances exceptionnelles qui en sont à l'origine. Au vu des résultats de l'analyse susmentionnée, l'autorité concédante demande, le cas échéant, au gestionnaire de réseaux de prendre les mesures permettant de remédier au dysfonctionnement.

Le dispositif réglementaire est complété par la règle du 2 % - 6 heures

Le dispositif réglementaire est également constitué par le décret n°2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, pris en application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000.

En effet, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), en application des dispositions de l'article 6 du décret précité, font l'objet d'un abattement forfaitaire lorsqu'un utilisateur subit une interruption de fourniture imputable à une défaillance des réseaux publics de transport et de distribution.

Cependant, seules les interruptions de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures donnent lieu à un abattement. L'abattement est calculé proportionnellement à la durée de l'interruption de fourniture, à raison de 2 % du montant annuel par période de 6 heures. Toutefois, la somme des abattements consentis à un utilisateur au cours d'une année civile ne peut être supérieure au montant annuel du TURPE.

Les contrats conclus entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution et les utilisateurs de ces réseaux peuvent prévoir des abattements forfaitaires supérieurs à ceux découlant de la réglementation.

Encadré n°3 – Le cadre réglementaire de l'alimentation en électricité des réseaux publics de distribution en France

Le cadre réglementaire concernant la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution en France se concentre dans deux décrets pris en application de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

1. Le décret n°2001-365 du 26 avril 2001 modifié, relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE), qui prévoit un abattement en cas d'interruption de l'alimentation en électricité supérieure à 6 heures (dit « *2 % - 6 heures* »).

2. Le décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, en vigueur le 28 juin 2008. Ce décret est complété par un arrêté d'application de même date, modifié le 18 février 2010.

Ce cadre réglementaire détermine à la fois les niveaux de qualité, les prescriptions techniques en la matière et les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Les niveaux de qualité d'alimentation des réseaux publics de distribution

Les niveaux de qualité d'alimentation des réseaux publics de distribution d'électricité sont déterminés par le décret et son arrêté d'application modifié du 24 décembre 2007 et par la circulaire du 3 juin 2008 adressée aux préfets de département et relative aux nouvelles dispositions réglementaires en matière de qualité de l'électricité distribuée aux usagers sur les réseaux publics de distribution. Ce cadre réglementaire est complété par les dispositions contractuelles existantes entre les autorités organisatrices et les gestionnaires de réseaux afin de faire respecter les niveaux planchers de qualité.

Le décret du 24 décembre 2007 a vocation à :

- accompagner et favoriser la création d'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité à l'échelle départementale ;

- répartir les responsabilités entre les autorités organisatrices et les gestionnaires des réseaux publics de distribution dans la gestion des actions de renforcement et de sécurisation de ces réseaux ;

- organiser les obligations minimales des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité vis-à-vis de celle-ci en matière de qualité de l'électricité.

Les prescriptions techniques d'évaluation de la qualité d'alimentation des réseaux publics de distribution d'électricité

Les prescriptions techniques d'évaluation de la qualité d'alimentation des réseaux publics de distribution d'électricité sont, également, fixées par le décret et l'arrêté d'application du 24 décembre 2007. Tout gestionnaire de réseaux publics de distribution procède au cours de l'année (année *N*) à l'évaluation de la qualité de l'électricité délivrée par ses réseaux publics de distribution l'année précédente (année *N-1*) en mesurant la continuité globale de l'alimentation fournie par ses réseaux. Cette évaluation consiste à déterminer le pourcentage d'utilisateurs de ces réseaux qui sont mal alimentés en termes de coupures de leur alimentation. Les « *utilisateurs mal alimentés* » sont définis comme ceux qui subissent dans l'année (hors circonstances exceptionnelles) un nombre de coupures ou une durée cumulée de coupures longues supérieurs aux seuils définis par l'article 7 de l'arrêté. La continuité est insuffisante lorsque plus de 5 % des utilisateurs sont mal alimentés.

En matière de continuité de l'alimentation, la réglementation prend en compte trois critères pour l'évaluation globale des réseaux : le nombre annuel de coupures longues, le nombre annuel de coupures brèves[24] et la durée cumulée annuelle des coupures longues[25]. L'article 5 de l'arrêté du 18 février 2010 définit le nombre de coupures longues, le nombre de coupures brèves et la durée cumulée annuelle des coupures longues à partir desquels l'utilisateur est considéré comme « *mal alimenté* »[26]. Ces limites dépendent de la catégorie des communes (zone A, zone B, zone de base et le département quand le zonage ne s'applique pas à celui-ci).

L'article 8 de l'arrêté du 24 décembre 2007 précise les principes à respecter en matière de comptabilisation des coupures dans le cadre de l'évaluation de la continuité globale de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité sont fixés dans le cadre établi par le décret du 26 avril 2001. Selon l'article 6, la part fixe du TURPE fait l'objet d'un abattement forfaitaire de 2 % de son montant annuel par tranches de 6 heures de coupure continue, imputable à une défaillance du réseau public de transport ou d'un réseau public de distribution.

Le total des abattements consentis à un utilisateur d'un réseau public au cours d'une année civile ne peut être supérieur au montant annuel de la part fixe du TURPE.

Par ailleurs, pour compléter les dispositions réglementaires précédentes, le cadre contractuel a été précisé pour prendre en compte les différentes possibilités d'alimentation de l'installation de l'utilisateur.

Si, en cas de coupure de plus de 6 heures de l'alimentation principale, l'alimentation de l'installation est assurée par une autre alimentation (alimentation complémentaire ou alimentation de secours-substitution), il est fait application des modalités ci-après :

- si cette autre alimentation relève du même domaine de tension que l'alimentation principale : soit cette autre alimentation permet l'alimentation totale de l'installation auquel cas l'abattement de 2 % n'est pas dû ; soit cette autre alimentation ne permet d'alimenter que partiellement l'installation auquel cas l'abattement de 2 % est dû ;

- si cette autre alimentation relève d'un domaine de tension différent de l'alimentation principale : l'abattement de 2 % est dû.

En cas de coupure de plus de 6 heures de tout ou partie de points de connexion en regroupement tarifaire, l'abattement de 2 % est dû dès lors que l'alimentation de l'installation n'est pas assurée par les autres points de connexion du point de regroupement (point servant au regroupement tarifaire de plusieurs points de

[24] Telles que définies à l'article 2 de l'arrêté du 24 décembre 2007.
[25] L'arrêté du 24 décembre 2007 prévoyait le critère de durée annuelle cumulée des coupures longues mais les seuils n'ont été définis que dans l'arrêté du 18 février 2010.
[26] Cette définition vaut uniquement pour le territoire métropolitain continental.

livraison).

Nota : pour plus de détails, le lecteur peut consulter l'annexe n°3 de ce rapport.

Le Contrat de service public entre l'État et le groupe EDF décline les engagements d'EDF en application de la législation en matière de qualité de l'électricité

Un premier Contrat de service de public a été conclu entre l'État et EDF pour la période 2001-2003 en application des dispositions de l'article 29 de la loi n°95-115 du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire.

Le dernier Contrat de service public entre l'État et le groupe EDF a été signé le 24 octobre 2005. Il décline le niveau d'engagement du groupe EDF sur la période 2005 à 2007 et précise les modalités de compensation financière des missions de service public que le législateur lui a confiées ainsi que les engagements du groupe. Il reste en vigueur tant qu'un nouveau document, adopté selon les mêmes procédures, ne le modifie pas.

Dans son titre 2, dédié aux réseaux publics de distribution, le Contrat de service public expose, d'une part, les principes et les politiques de service public qu'EDF Réseau Distribution s'engage à mettre en œuvre et, d'autre part, les précisions et développements que l'État s'engage à apporter à la réglementation pour assister EDF Réseau Distribution dans ses obligations. Le Contrat de service public met à la charge d'EDF Réseau Distribution, principalement, des obligations de moyen, générales et à la maille nationale.

Lors de la création d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF), matérialisant la filialisation d'EDF Réseau Distribution, les obligations assignées à EDF Réseau Distribution ont été transférées à la nouvelle entité ERDF, le 1er janvier 2008.

Encadré n°4 – Le Contrat de service public signé entre l'État et EDF applicable à ERDF

Le titre 2 du Contrat de service public aborde le « *niveau de qualité de l'électricité* » au 1er paragraphe du chapitre I, et la « *qualité de desserte en situations extrêmes* » dont la préparation et la gestion sont décrites au 2nd paragraphe du chapitre II.

Pour autant, d'une manière plus générale, les actions en faveur de la qualité d'alimentation, et notamment le renouvellement et le renforcement des réseaux, revêtent dans le Contrat de service public un caractère transversal dans la mesure où elles y sont évoquées, non seulement pour leur apport sur la qualité d'alimentation, mais aussi à d'autres titres comme la sécurisation des réseaux ou l'environnement.

Le chapitre consacré aux obligations d'ERDF en matière de sécurisation des réseaux reprend les objectifs du Plan aléas climatiques annoncé par EDF en novembre 2003 et charge ERDF de réaliser, au titre de la sécurisation des réseaux, des programmes d'élagage, de renouvellement, d'enfouissement, de résorption des fils nus et de renforcement mécanique des ouvrages.

Le Contrat de service public précise qu'ERDF doit s'engager à poursuivre une politique de sécurisation des réseaux publics de distribution conforme aux conclusions du rapport « *Piketty* » et enrichie des éventuels retours d'expériences relatifs aux aléas climatiques.

Le Contrat de service public fixe, également, des objectifs chiffrés en matière de continuité d'alimentation correspondant à un maintien des niveaux observés entre 2001 et 2003 :

Tableau n°4 – Prescriptions du Contrat de service public

Prescriptions données à ERDF (à la maille nationale)	**Limite maximale fixée en BT**	**Limite maximale fixée en HTA**
Durée moyenne annuelle de coupure (sauf issues des défaillances du RPT)	51 minutes	32 minutes
Durée moyenne annuelle de coupure liée aux travaux	5,9 minutes	2,3 minutes
Fréquence moyenne annuelle des coupures longues	1,3	1,0
Fréquence moyenne annuelle des coupures brèves	2,3	1,7
Taux d'utilisateurs subissant plus de 3 heures cumulées de coupure	4,5 %	Aucune prescription
Durée des interruptions programmées	10 heures	4 heures

Source : Contrat de service public

Concernant les objectifs chiffrés de qualité assignés au gestionnaire de réseaux ERDF, le Contrat de service public renvoie aux prescriptions du décret du 24 décembre 2007 et aux dispositions de la norme NF EN 50160.

De même, au titre des actions spécifiques en faveur de l'environnement, ERDF s'engage :

- à enfouir 90 % des nouvelles lignes HTA ;
- à réaliser, en souterrain ou en technique discrète, 65 % des nouvelles lignes BT.

L'enfouissement et le renouvellement de certains réseaux électriques sont aussi recommandés pour améliorer la sécurité des personnes et des biens.

Au titre de la qualité d'alimentation de l'électricité, ERDF s'engage, également, à :

- poursuivre le renouvellement, l'extension et le renforcement des réseaux nécessaires au respect des objectifs de qualité ;
- réduire la proportion de clients mal alimentés ;
- limiter la durée d'une intervention de service programmée à 4 heures en HTA et 10 heures en BT ;
- traiter, de manière concertée avec l'ensemble des acteurs, l'information des Malades à Haut Risque Vital (MHRV) ;
- intervenir dans un délai de 4 heures, 24 heures/24 sur appel d'usagers ou de tiers pour tout incident lié à la sécurité des personnes et des biens et ou pour une panne sectorielle.

Les engagements d'ERDF en matière de sécurisation des réseaux concernent, notamment :

- l'identification des zones de fragilité des réseaux en HTA et en BT au regard des quatre risques climatiques identifiés (tempête, inondation, neige collante et canicule) ;
- l'élaboration d'un programme de traitement des zones de fragilité ;
- la garantie, d'ici 2015, en cas de panne importante de réalimenter des sites accessibles à la population dans les 12 heures qui suivent la fin d'un évènement climatique ;
- la mise en œuvre d'un plan « *électro-secours* » pour la réalimentation des installations sensibles ;
- la poursuite des programmes d'élagage en HTA et en BT et, éventuellement, la mise en œuvre de programmes d'abattage ciblés ;

- la coordination de la résorption des fils nus entre les zones en régime urbain et rural.

Concernant la préparation des situations de crise, ERDF s'engage à préparer les situations de crise :

- par la constitution d'un parc de 3.250 groupes électrogène de secours, dont 600 répartis sur l'ensemble du territoire, 1.800 en réserve (dont 1.000 d'une puissance comprise entre 10 et 400 kW), et 850 mobilisables sous 24 heures auprès de prestataires extérieurs ;

- en étendant la Force d'intervention rapide électricité (FIRE) aux réseaux souterrains ;

- en étudiant des plans de réalimentation à partir de moyens de production décentralisés, préalablement établis ;

- en mettant en service 30 ACR dotées d'un système de télé-conduite optimisé. Cette action permettra, notamment, d'améliorer la relation avec RTE EDF Transport SA dans une logique de sûreté du système et de gestion des crises ;

- en poursuivant la convention d'assistance mutuelle avec EDF Energy et en cherchant à développer ce type de convention avec ses autres filiales importantes.

Concernant la gestion des situations de crise, ERDF s'engage à gérer efficacement les ruptures d'alimentation :

- en assurant la réalimentation d'au moins 90 % des clients dans un délai de 5 jours, y compris en cas d'évènement climatique exceptionnel d'une ampleur similaire à celui subi en décembre 1999 ;

- en garantissant en cas de panne importante, le retour du courant dans les 12 heures qui suivent la fin de l'évènement climatique pour les sites sécurisés accessibles à la population, d'ici à 2015 ;

- en cas d'inondation, en garantissant la réalimentation des clients hors zone inondée selon des priorités définies par les pouvoirs publics.

2.3. – Dans le cadre de la loi du 10 février 2000, le régulateur a mis en œuvre un cadre de régulation favorable aux investissements et à l'amélioration de la qualité

À ce jour et à la différence du réseau public de transport[27], le législateur n'a pas confié à la CRE de compétence lui permettant de s'assurer de la pertinence des investissements sur les réseaux publics de distribution, notamment au regard de l'atteinte des niveaux de qualité définis par la règlementation ou au regard de la sécurisation des réseaux.

Conformément aux dispositions de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, la CRE propose les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Ils assurent le financement des investissements des gestionnaires de réseaux. La CRE a, en outre, la responsabilité de mettre en œuvre un cadre de régulation favorable aux investissements et à l'amélioration de la qualité.

Ce cadre de régulation au service de la qualité s'est tout d'abord matérialisé dans le niveau des investissements pris en compte lors de l'élaboration du troisième tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3).

[27] En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau public de transport « *élabore chaque année* […] *un programme d'investissements. Ce programme est soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire* ».

Ainsi, des deux *scenarii* proposés par ERDF, la CRE a retenu le *scénario* le plus ambitieux, qui comporte 20 % d'investissements supplémentaires pour la qualité de l'alimentation en électricité sur la période 2009 à 2012.

Sur la période 2009 à 2011, ces investissements prévisionnels sont de 2,7 milliards d'euros par an en moyenne, ce qui représente une hausse de 50 % par rapport à la moyenne 2006 à 2008 (1,8 milliards d'euros par an). Les investissements concourant à l'amélioration de la qualité et à la sécurisation des réseaux pris en compte lors de l'élaboration du TURPE 3 représentent, quant à eux, environ 1,1 milliards d'euros en 2012 (825 millions d'euros par an en moyenne sur la période 2009 à 2012) contre 500 millions d'euros en 2008.

Par ailleurs, la transposition du troisième paquet « *énergie* »[28] pourrait être l'occasion pour le législateur d'apporter de nouvelles compétences à la CRE en matière de qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution. En effet, l'article 37 de la directive Électricité indique que l'autorité de régulation veille au respect des règles régissant la sécurité et la fiabilité des réseaux, évalue les performances passées et définit et approuve les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture ou y contribue en collaboration avec d'autres autorités compétentes.

L'article 21-1 de la loi du 10 février 2000, disposant que l'administration fixe les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité, pourrait être modifié pour confier un rôle plus important à la CRE en matière de définition des normes et exigences de qualité. En application du II de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000, la CRE tout comme le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) et le Comité technique de l'électricité (CTE) doivent être consultés pour avis sur le décret qui fixe les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution.

2.4. – Les organismes de normalisation sont contraints par la diversité des réseaux européens

Les organismes de normalisation fonctionnent suivant un schéma de regroupement géographique, avec un niveau international, un niveau européen et un niveau national. Concernant l'électricité, la Commission électrotechnique internationale (CEI) est le niveau mondial de normalisation, le Comité européen de normalisation électrotechnique (CENELEC) le niveau européen et l'Union technique de l'électricité et de la communication (UTE) le niveau français. Ce schéma est mis en parallèle avec celui de la normalisation générale dans la figure, ci-dessous.

Figure n°23 – Schéma de regroupement des organisme s de normalisation

Source : CRE

[28] Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

La norme s'établit suivant un consensus avec différents acteurs. Or, si l'énergie électrique est une donnée physique, il n'en est pas de même s'agissant de l'appréhension de celle-ci par les acteurs.

Ainsi, si des normes internationales sur les modalités de mesure (CEI 61000-x) ont pu être homologuées, la norme européenne EN 50160 ne couvre que partiellement la qualité de l'électricité. Du fait de l'absence de définition des caractéristiques principales concernant la continuité d'alimentation, due essentiellement à la diversité des réseaux électriques européens, la norme européenne EN 50160 n'est pas adaptée au besoin des utilisateurs des réseaux de distribution français.

Encadré n°5 – Le cadre normatif de la qualité d'al imentation en électricité sur les réseaux publics de distribution

Le cadre normatif européen en faveur de la qualité d'alimentation en électricité est contenu dans la norme EN 50160. Adoptée par le Comité européen de normalisation électrique (CENELEC) en 1999, devenue norme française en 2000 puis révisée en 2007, cette norme définit, au point de connexion, les caractéristiques principales de la tension électrique fournie par les réseaux publics de distribution (fréquence, amplitude, forme de l'onde et équilibre des phases) et les valeurs limites que celles-ci doivent respecter en basse et moyenne tension dans des conditions normales d'exploitation.

La norme EN 50160 ne prend, donc, en compte qu'un seul des deux facteurs définissant la qualité d'alimentation en électricité[29] car elle ne fournit actuellement aucune définition des caractéristiques principales concernant la continuité d'alimentation. Par ailleurs, elle ne s'applique pas dans les situations d'exploitation perturbée (situations exceptionnelles, non-conformité des installations, conditions d'alimentation provisoire). La norme EN 50160 doit, donc, à nouveau, être révisée afin que :

- les recommandations qu'elle contient soient plus engageantes pour les États membres de l'Union européenne (actuellement, malgré les échéances fixées pour l'application de la norme et en l'absence de tout règlement ou directive européens sur le sujet, les État membres n'ont aucune obligation de transposition ou d'application de la norme en droit national) ;

- soit prise en compte la continuité d'alimentation et que soient définies ses caractéristiques et valeurs limites.

La première révision a été soumise au Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) pour approbation en mars 2008. Les modifications principales proposées par cette révision avaient pour objet d'élargir le domaine de la norme aux niveaux de tension du réseau de transport et de définir de nouvelles limites pour les variations lentes de la tension.

Le CEER travaille aujourd'hui sur une seconde révision de la norme qui intéresse particulièrement la continuité d'alimentation en électricité. Les travaux de cette révision portent sur la définition des types de coupures (durée des coupures, coupures planifiées ou non, évènements exceptionnels), la définition des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation et les règles d'agrégation.

Par ailleurs, certaines évolutions de la norme EN 50160, comme la suppression des limites indicatives, la prise en considération des droits et obligations de chaque partie et le développement du concept d'engagements contractuels pour la qualité de l'onde de tension, qui pourraient permettre une amélioration du cadre normatif de la qualité d'alimentation sur les réseaux publics de distribution, sont actuellement encore en discussion.

Nota : pour plus de détails, le lecteur peut consulter l'annexe n°4 de ce rapport.

[29] *Cf.* annexe 2 sur les définitions de la qualité de l'alimentation.

Résumé

De nombreux acteurs contribuent à la détermination du niveau de qualité de l'électricité : le législateur, le gouvernement, le régulateur et les organismes de normalisation. Le législateur a souhaité garantir les objectifs et modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées aux gestionnaires des réseaux publics de distribution. Le gouvernement, du fait de son pouvoir réglementaire, élabore la réglementation régissant la qualité de l'alimentation en électricité et l'État, en tant qu'actionnaire d'ERDF, peut largement influer sur la définition de la stratégie d'ERDF en termes d'investissements. Le régulateur a, quant à lui, la responsabilité de mettre en œuvre un cadre de régulation favorable aux investissements et à l'amélioration de la qualité. Enfin, les organismes de normalisation émettent des recommandations sur les caractéristiques principales que la qualité d'alimentation française devrait respecter.

3. – Les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux de distribution agissent en faveur de la qualité de l'alimentation sur les réseaux publics de distribution

Les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux de distribution sont les deux acteurs majeurs de la qualité d'alimentation en électricité. Cette partie décrit leurs rôles respectifs.

3.1. – Les autorités concédantes et les collectivités territoriales propriétaires des réseaux de distribution sont parties prenantes des investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité

Depuis la loi du 5 avril 1884 relative à l'organisation municipale, les communes sont compétentes pour organiser les services publics locaux, dont la distribution d'électricité est partie intégrante. Cette loi a, depuis, été modifiée plusieurs fois et codifiée dans le code général des collectivités territoriales (CGCT).

Ce rôle d'autorité concédante est confirmé par l'article 6 de loi du 15 juin 1906, relative à la distribution publique d'électricité, qui fait des communes et des « *syndicats formés de plusieurs communes* », les premières autorités concédantes aux côtés de l'État. En outre, les départements deviendront, également, des autorités concédantes de par l'article 188 de la loi de finance du 16 avril 1930 (qui modifie l'article 6 de la loi de 1906).

La loi du 15 juin 1906 a, également, fait de la concession le principal mode de gestion du service public de la distribution d'électricité, un choix motivé par l'augmentation des investissements nécessaire au développement de la distribution publique d'électricité.

La loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, et notamment son article 46, fait de la concession le mode de délégation, par les autorités concédantes, de la distribution publique d'électricité.

Les rôles et missions des autorités concédantes sont aujourd'hui codifiés, principalement à l'article L. 2224-31 du CGCT. Cet article prévoit, notamment, que les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité :

- négocient et concluent les contrats de concession ;
- assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité.

3.1.1. – Les autorités concédantes négocient et concluent les contrats de concession

L'article L.2224-31 du CGCT dispose que les « *collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions* ».

Le recours à la concession pour la gestion du service public de la distribution d'électricité se matérialise, donc, par deux actes juridiques, un contrat de concession et un cahier des charges de la concession.

Si le contrat de concession ne fait que marquer l'accord de volonté entre l'autorité concédante et le concessionnaire sur l'objet et la durée de la concession des réseaux de distribution, le cahier des charges, quant à lui, encadre les droits et obligations de l'ensemble des parties. À ce titre, il précise les conditions et modalités selon lesquelles le service public délégué doit être rendu aux usagers.

Dans le cadre des lois de décentralisation de 1982 et 1983[30], le modèle de cahier des charges élaboré en 1992 sous l'impulsion de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) s'est rapidement généralisé.

Ce modèle de contrat ne prévoyait pas à proprement parler de dispositions relatives à la continuité d'alimentation. Seul un commentaire à l'article 21 sur la nature et les caractéristiques de l'énergie distribuée prévoyait que, pour les livraisons en haute tension, le concessionnaire était susceptible, à terme, de souscrire des engagements concernant, notamment, les coupures pour travaux et les interruptions suite à un incident.

Toutefois, certaines autorités concédantes ont prévu dans leur cahier des charges, généralement en annexe 1, des objectifs chiffrés, notamment en termes de nombre maximum de coupures longues. Les engagements les plus souvent souscrits étaient qu'aucun client ne subisse, par an sur incident (hors incidents exceptionnels à caractère généralisé : même cause touchant dans la même journée au moins 100.000 clients et selon une périodicité moyenne de 20 ans ou plus) :

- plus de 6 coupures longues ;
- plus de 30 coupures brèves ;
- plus de 70 coupures très brèves (ou microcoupures).

Toutefois, ces dispositions sont devenues caduques depuis l'entrée en vigueur de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 (introduit par la loi du 13 juillet 2005) qui prévoit, notamment, que « *dans le respect des dispositions du décret* [du 24 décembre 2004]*, les cahiers des charges des concessions de distribution fixent les niveaux de qualité requis* ».

À ce titre, le nouveau modèle de cahier des charges acté par l'accord-cadre du 5 juillet 2007 entre la FNCCR et EDF a aménagé le modèle de 1992 afin de prendre en compte ces modifications législatives intervenues depuis 1992 et les projets réglementaires en cours de préparation. Le nouveau modèle de cahier des charges ne s'applique pas de droit et nécessite la signature d'un avenant entre la collectivité concédante et le gestionnaire de réseaux. Ce modèle peut être aménagé par les parties prenantes au contrat.

3.1.2. – Les collectivités concédantes exercent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité

Comme indiqué précédemment, cette prérogative trouve son fondement notamment dans l'article 16 de la loi du 15 juin 1906 relatif aux distributions d'énergie électrique selon lequel le « *contrôle de la construction et de l'exploitation est exercé sous l'autorité du Ministre des Travaux publics,* […] *par les agents délégués par les municipalités lorsqu'il s'agit de concessions données par les communes ou les syndicats de communes* ».

Cette obligation est reprise et développée à l'article L.2224-31 du CGCT, selon lequel les « *autorités concédantes* […] *exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions. Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. À cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.*

« *Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes* […] *les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci* […]*. Il communique chaque année, notamment, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés.*

[30] La loi n° 82-213 du 2 mars 1982 relative aux droits et libertés des communes, des départements et des régions, pose les grands principes (loi sur les pouvoirs). La loi n° 83-8 du 7 janvier 1983, relative à la répartition des compétences entre les communes, les départements, les régions et l'État, établit la répartition des compétences entre les collectivités.

« *Des fonctionnaires et agents parmi ceux qui sont chargés des missions de contrôle visées aux alinéas précédents sont habilités à cet effet par le maire ou par le président de l'établissement public de coopération et assermentés dans les conditions prévues par l'article 43 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 p récitée* […] ».

Les modalités pratiques du contrôle sont décrites à l'article 32 du modèle de cahier des charges qui prévoit que les « *agents de contrôle désignés par l'autorité concédante peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications utiles pour l'exercice de leur fonction, et en particulier effectuer les essais et mesures prévus au présent cahier des charges, prendre connaissance sur place, ou copie, de tous documents techniques ou comptables. Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation* ».

Le contrôle des réseaux porte sur la vérification de l'efficacité des moyens mobilisés par le concessionnaire pour satisfaire aux obligations prévues par le cahier des charges de concession. Les vérifications peuvent, notamment, concerner les points suivants :

- la consistance et l'état physique des réseaux ;
- les performances des réseaux tant du point de vue de la continuité d'alimentation que de la qualité de tension.

À ce titre, le protocole d'accord signé entre la FNCCR, ERDF et EDF le 26 mars 2009 prévoit une liste d'indicateurs permettant d'évaluer la performance du service public. Ils sont destinés à donner à l'autorité concédante une meilleure appréciation du suivi du contrat de concession. Ils portent sur les thématiques suivantes :

- la description physique des ouvrages ;
- la qualité de la distribution et la continuité de l'alimentation[31] ;
- la qualité de service aux usagers des réseaux et aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente ;
- le suivi financier et patrimonial.

Le II de l'article 23 de la loi du 9 août 2004 (tel que modifié par les dispositions du I de l'article 23 de la loi du 7 décembre 2006) fait par ailleurs obligation aux gestionnaires des réseaux publics de distribution d'informer annuellement l'autorité concédante des travaux qu'ils réalisent. Au travers de cette disposition, les autorités concédantes souhaitent pouvoir contrôler que le renouvellement des ouvrages est assuré à un rythme compatible avec le maintien d'un niveau de qualité satisfaisant.

Enfin, l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 ainsi que ses décrets et arrêtés d'application confèrent aux autorités concédantes un rôle central dans le contrôle du respect des niveaux de qualité fixés par l'arrêté d'application et, le cas échant, dans le contrôle de la mise en œuvre des mesures permettant une amélioration de la qualité.

3.1.3. – Les autorités concédantes peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité

L'article 36 de la loi du 8 avril 1946 a maintenu aux collectivités territoriales leur prérogative de maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux publics de distribution initialement prévue par la loi du 15 juin 1906. L'article 38 de la loi du 8 avril 1946 a, également, maintenu le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ), créé par l'article 108 de la loi du 31 décembre 1936, destiné à financer les travaux d'électricité en zone rurale réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des collectivités locales. Ces dispositions, non remises en cause par la loi du 10 février 2000, sont rappelées à l'article L. 2224-31 du CGCT.

[31] Cette exigence permettra peut-être de disposer de nouveaux indicateurs territorialisés.

Les cahiers des charges énoncent les règles de répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux entre les collectivités concédantes et le concessionnaire. L'article 9 du modèle de cahier des charges, et l'article 5 de son annexe 1, contiennent en général les dispositions suivantes, susceptibles de variations locales.

Tableau n°5 – Répartition générique de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le concessionnaire

Zones	Réseaux	Autorité concédante	Concessionnaire
Zone urbaine (au sens du FACÉ : catégories A et B)	Réseaux en HTA	Amélioration esthétique[32]	Raccordement Renforcement Renouvellement Fiabilisation Sécurisation
	Réseaux en BT		
Zone rurale (au sens du FACÉ : catégorie C)	Réseaux en HTA	Extension pour l'alimentation des postes de distribution publique Amélioration esthétique	Raccordement Renforcement Renouvellement Fiabilisation Sécurisation
	Réseaux en BT	Extension Renforcement Sécurisation[33] Amélioration esthétique	Branchement Renouvellement Fiabilisation Sécurisation

Source : CRE

La maîtrise d'ouvrage est, donc, arrêtée par communes qui sont regroupées par catégorie et définies comme suit :

- A : communes urbaines à taxe municipale ;
- B : communes urbaines à taxes perçue par le syndicat et réservée aux communes ;
- C : communes rurales à taxe syndicale.

En partageant la maîtrise d'ouvrage des travaux sur une partie des réseaux électriques, les collectivités concédantes apportent leur contribution à la qualité de l'alimentation de ces réseaux.

Pour réaliser ces travaux, les principales sources de financement des autorités concédantes sont les suivantes :

- la part « *investissements* » des redevances de concession ;
- la part couverte par le tarif pour les travaux de raccordement ;
- les aides du FACÉ ;
- la contribution destinée à l'amélioration esthétique des ouvrages prévue à l'article 8 du modèle de cahier des charges de concession ;
- les participations demandées aux tiers ou aux collectivités territoriales ;
- la taxe communale sur l'électricité ;
- des subventions départementales correspondant généralement à tout ou partie des produits de la taxe départementale sur l'électricité.

[32] Au sens de l'article 8 du cahier des charges et de la tranche C du FACÉ.
[33] Au sens de la tranche S du FACÉ.

Encadré n°6 – Les principales sources de financement des autorités concédantes

Pour réaliser les travaux sur la partie des réseaux électriques dont elles sont maîtres d'ouvrage, les autorités concédantes ont recours à plusieurs sources de financement, dont les principales sont :

1. *Les redevances de concession* : les redevances versées par ERDF aux autorités concédantes sont la contrepartie des dépenses supportées par ces dernières au bénéfice du service public faisant l'objet de la concession. Elles se décomposent dans la plupart des cas en deux parts. La première part, dite « *de fonctionnement* », vise à financer des dépenses annuelles de structure supportées par l'autorité concédante pour l'accomplissement de ses missions. La seconde part, dite « *d'investissement* », représente chaque année *N* une fraction de la différence (si elle est positive) entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante durant l'année *N-2*.

   Ces redevances font partie des charges d'exploitation prévisionnelles prises en compte lors de l'élaboration du TURPE.

2. *La Part couverte par le tarif (PCT)* : la PCT a vocation à se substituer à la part « *investissement* » des redevances de concession s'agissant du financement des travaux de raccordement réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes. Par symétrie avec le pourcentage du coût des raccordements réalisés par ERDF couvert par le TURPE, la PCT est égale à 40 % du coût des travaux. Elle est versée par ERDF aux autorités concédantes et fait partie des charges couvertes par le TURPE.

3. *Les aides du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ)* : la mission du FACÉ est d'apporter une aide financière aux autorités concédantes lors de la réalisation de travaux, notamment de renforcement, d'intégration des réseaux dans l'environnement et de sécurisation des réseaux par résorption des lignes aériennes BT à fils nus. Ces aides correspondent généralement à 65 % du montant toutes taxes comprises des travaux ainsi réalisés.

   Les aides du FACÉ sont financées par les contributions des gestionnaires de réseaux. Ces contributions font partie des charges d'exploitation prévisionnelles prises en compte lors de l'élaboration du TURPE.

4. *Les contributions destinées à l'amélioration esthétique des ouvrages* : le principe de cette contribution est fixé par le 1er alinéa de l'article 8 du modèle de cahier des charges de concession : « *comme participation au financement de travaux dont l'autorité concédante sera maître d'ouvrage et destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages de la concession, le concessionnaire versera à l'autorité concédante une contribution annuelle* ». Cette contribution est, généralement, fixée à 40 % du montant hors taxes des travaux. Le montant global de l'enveloppe budgétaire correspondante est fixé chaque année d'un commun accord entre le concessionnaire et l'autorité concédante (dans la limite d'une enveloppe déterminée au niveau national).

   Ces contributions font partie des charges prévisionnelles prises en compte lors de l'élaboration du TURPE.

5. *Les participations demandées aux collectivités territoriales* : les autorités concédantes demandent, généralement, une participation aux communes lorsque des travaux (par exemple d'amélioration esthétique des ouvrages) sont réalisés sur leur territoire.

6. *La Taxe communale sur l'électricité* : la Taxe communale sur l'électricité (TCE) est acquittée par les consommateurs au travers de leur facture d'électricité. Cette taxe représente jusqu'à 6,4 % (selon le taux fixé par la commune) de la facture hors taxes des consommateurs raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Les sommes collectées sont ensuite reversées par les fournisseurs soit à la commune soit à l'autorité concédante territorialement compétente. En effet, pour les communes de moins de 2.000 habitants, la taxe peut être établie et perçue par l'autorité concédante en lieu et place des communes.

7. *Les subventions départementales* : les départements, et notamment les départements ruraux, reversent généralement tout ou partie du produit de la Taxe départementale sur l'électricité (TDE). Comme pour la

taxe communale, cette taxe est acquittée par les consommateurs au travers de leur facture d'électricité et ensuite reversée par les fournisseurs au département. Cette taxe représente jusqu'à 3,2 % (selon le taux fixé par le département) de la facture hors taxes des consommateurs BT ≤ 36 kVA.

Les circuits de financement des investissements des autorités concédantes peuvent être résumés par le schéma, ci-dessous :

Figure n°24 – Circuits de financements des investissements des autorités concédantes (hors raccordements)

Source : CRE

Les Taxes locales sur l'électricité (TLE)[34] peuvent être établies et perçues par les communes et les départements, en application des articles L.2333-2 et L.3333-2 du code général des collectivités territoriales. Ainsi, il existe deux taxes sur l'électricité, l'une communale et l'autre départementale.

L'article L.5212-24 du CGCT prévoit, en outre, que, lorsqu'il existe un syndicat intercommunal ou un département exerçant la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité, la TLE peut être établie et perçue par lui en lieu et place des communes.

L'article L.2333-3 du CGCT dispose que la TLE est due par les consommateurs finals pour les quantités d'électricité livrées, à l'exception de celles qui concernent l'éclairage de la voirie nationale, départementale, intercommunale et communale et de ses dépendances.

[34] Il est à noter que le projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOMÉ) prévoit une modification des modalités de calcul des TLE afin de les mettre en conformité avec les dispositions de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité. La principale modification concerne l'assise des taxes locales sur les volumes consommés et non plus sur les montants facturés.

Ce même article précise que la TLE est assise :

- sur 80 % du montant total hors taxes des factures acquittées par un consommateur final, qu'elles portent sur la fourniture, l'acheminement ou sur ces deux prestations, lorsque l'électricité est livrée sous une puissance souscrite[35] inférieure ou égale à 36 kVA ;

- et sur 30 % de ce montant lorsque l'électricité est livrée sous une puissance souscrite[36] supérieure à 36 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA[37].

Lors d'une table ronde sur les TLE organisée par la Commission des finances du Sénat, Monsieur Philippe Marini, rapporteur général, a rappelé que le produit en 2009 des TLE est de l'ordre de 1.400 millions d'euros. Ces taxes sont perçues à hauteur de 664 millions d'euros par 6.935 communes, de 498 millions d'euros par les départements, de 235 millions d'euros par 1.165 syndicats intercommunaux d'électricité et de 3 millions d'euros par 22 communautés de communes ou d'agglomérations.

S'agissant des redevables, les taxes sont acquittées à hauteur de 1.050 millions d'euros par les ménages et de 350 millions d'euros par les entreprises. Lors de cette même table ronde sur les TLE, un sous-directeur à la direction de la législation fiscale a également indiqué que les modifications qui doivent être introduites d'ici fin 2010 dans les modalités de calcul des TLE entraînent une augmentation des perceptions de 150 millions d'euros, sur un produit total d'environ 1,5 milliards d'euros.

3.1.4. – Les autorités concédantes se regroupent à des fins de coopération intercommunale

Lors de l'examen au Sénat, fin 2006, du projet de loi relatif au secteur de l'énergie, Monsieur Xavier Pintat a défendu un amendement dans le but de renforcer, dans le secteur de la distribution d'électricité, la coopération intercommunale à un niveau au moins départemental.

La FNCCR indique que son objectif était de préserver la solidarité et la cohésion entre zones urbaines et rurales, entre zones en développement et zones en difficulté, et de garantir l'universalité de la desserte en électricité à un prix raisonnable.

Ainsi, l'article 33 de la loi du 7 décembre 2006, modifiant l'article L. 2224-31 du CGCT, prévoit qu'en l'absence d'un syndicat de communes exerçant, sur l'ensemble du département, les attributions prévues à cet article (pouvoir concédant et maîtrise d'ouvrage en électricité), le préfet engagera au 9 décembre 2007 la procédure de création d'un syndicat départemental.

Avant l'introduction de cette disposition, il existait en France métropolitaine une trentaine de syndicats départementaux et environ 1.200 autorités concédantes. Mi-2009, le seuil des quarante départements, où l'ensemble des communes desservies par ERDF est regroupé au sein d'une autorité concédante unique, a été dépassé. La carte, ci-après, présente l'état à fin 2009 du regroupement des autorités concédantes.

---

[35] Figurant dans le contrat unique ou le contrat d'accès au réseau.
[36] Idem.
[37] Pour les puissances supérieures à 250 kVA le principe est l'exonération de cette taxe.

Carte n°1 – Regroupement des autorités concédantes à la maille départementale

Source : FNCCR

3.2. – Les gestionnaires de réseaux d'électricité sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement des réseaux de distribution d'électricité

Les principales missions de service public des gestionnaires de réseaux, que sont l'entretien et le développement des réseaux, concourent à la qualité de l'électricité distribuée.

L'article 18 de la loi du 10 février 2000, dispose en ce sens que « *dans sa zone de desserte exclusive, le gestionnaire du réseau public de distribution est responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau public de distribution d'électricité. Sous réserve des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 précitée et des dispositions des règlements de service des distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la même loi, il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux* ».

L'article 21-1 de cette même loi précise que le « *gestionnaire du réseau public de transport et, sans préjudice des dispositions du sixième alinéa du I de l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales, les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité conçoivent et exploitent ces réseaux de façon à assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique* ».

Concernant la sécurisation des réseaux, les prescriptions pesant sur ERDF sont moins normatives. Elles ressortent uniquement des engagements d'ERDF prévus dans le cadre du Contrat de service public et du Plan aléas climatiques qui en découle.

Il reste, toutefois, aux gestionnaires de réseaux publics de distribution la tâche de définir et mettre en œuvre une organisation managériale et territoriale et des politiques d'investissement et de maintenance qui leur permettent de respecter le niveau des exigences de fiabilité « au *quotidien* » défini par la réglementation et, dans le cas d'ERDF, les engagements qu'elle a souscrits dans le cadre du Contrat de service public.

Au-delà de ces prescriptions, les gestionnaires de réseaux disposent de certaines marges de manœuvre s'agissant des engagements qu'ils souscrivent directement auprès des utilisateurs dans le cadre les contrats d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité.

En effet, l'article 23 de la loi du 10 février 2000 précise qu'un droit d'accès des utilisateurs aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité doit être garanti par les gestionnaires de réseaux et qu'à cet effet des contrats sont conclus entre les gestionnaires et leurs utilisateurs ou leurs fournisseurs. Ces contrats sont transmis à la CRE.

Tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics de distribution doit être motivé selon des critères objectifs et non discriminatoires et notifié au demandeur et à la CRE. Ces critères de refus ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement.

Encadré n°7 – Le contexte contractuel de la qualité de l'alimentation d'électricité

L'accès aux réseaux publics de distribution est contractualisé soit par un Contrat d'accès aux réseaux de distribution (CARD) signé directement entre l'utilisateur et le gestionnaire de réseaux soit, dans le cadre du contrat unique, par un contrat dit GRD-F entre le gestionnaire et le fournisseur[38]. Dans ce dernier cas, le consommateur ne signe qu'un contrat avec son fournisseur. Le contrat GRD-F reprend en matière d'accès aux réseaux les dispositions contenues dans les modèles de contrats CARD.

Les stipulations du CARD (et celles du GRD-F), relatives à l'accès aux réseaux, reprennent, quelle que soit la puissance souscrite (BT ou HTA) ou le type d'installation (injection ou soutirage), la réglementation applicable en matière de continuité de l'alimentation en électricité.

Cependant, dans ses CARD, ERDF a pris des engagements standards et optionnels en matière de continuité d'alimentation et de qualité de l'onde de tension. Les parties au CARD, lorsqu'elles sont reconnues responsables, sont tenues de réparer les dommages directs, actuels et certains causés à l'autre partie.

Sauf en cas d'évènement de force majeure ou de faute ou de négligence du client, le gestionnaire de réseaux est ainsi tenu de réparer les dommages causés à l'utilisateur dans les cas ci-après :

- en cas d'interruptions de service liées aux opérations de développement, d'exploitation et d'entretien des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- en cas de non-respect des engagements, lorsque la coupure ou le défaut résulte d'un aléa ;
- en cas de faute du gestionnaire des réseaux publics de distribution (notamment, en cas de fausse manœuvre). S'il s'agit d'une coupure ou d'un creux de tension, celui-ci ne sera comptabilisé au titre des engagements que s'il n'a pas donné lieu à indemnisation.

Le gestionnaire des réseaux n'est cependant tenu de réparer les dommages causés à l'utilisateur que lorsque ceux-ci sont causés par une faute dûment établie de sa part. Le gestionnaire des réseaux s'engage, pour tous les utilisateurs, à :

- ne pas causer plus de deux coupures par année civile lors de la réalisation de travaux ;
- ce que la somme des seuils des coupures longues et brèves n'augmente pas dans l'avenir ;
- respecter ses engagements concernant la qualité de l'onde de tension.

Le gestionnaire des réseaux peut aussi s'engager de façon différente auprès de ses utilisateurs, on parle alors d'un engagement personnalisé, qui s'applique notamment aux interruptions de l'alimentation en électricité hors travaux et aux creux de tension. Le gestionnaire des réseaux doit, par ailleurs, informer l'utilisateur des perturbations électriques (microcoupures, harmoniques, ou surtensions impulsionnelles) qui seraient susceptibles de survenir sur les réseaux publics de distribution d'électricité.

[38] Contrat relatif à l'accès au réseau public de distribution, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de connexion pour lesquels a été souscrit un contrat unique.

L'utilisateur a, de son côté, une obligation de prudence, qui l'oblige à prendre toutes les mesures visant à limiter les perturbations provenant de ses propres installations. L'utilisateur s'engage, notamment, à respecter les limites fondées sur une puissance de court circuit de référence minimale de 40 MVA en HTA. Les à-coups de tension et les fluctuations rapides de la tension des installations des utilisateurs ne doivent pas dépasser les valeurs délimitées par la courbe d'amplitude-fréquence basée sur la publication de la norme internationale CEI 1000-2-2. Les installations des utilisateurs ne doivent pas provoquer un taux de déséquilibre de la tension supérieur à 1 % et empêcher le bon fonctionnement de la transmission des signaux tarifaires.

Nota : pour plus de détails, le lecteur peut consulter l'annexe n°5 de ce rapport.

Aux côtés d'ERDF, on compte environ 150 Entreprises locales de distribution (ELD) qui représentent 5 % de la distribution d'électricité en France métropolitaine continentale. Il s'agit en majeure partie de régies communales qui n'ont pas délégué le service public de l'électricité. Certaines ELD desservent néanmoins des territoires bien plus vastes (par exemple, Gérédis opère sur l'ensemble du département des Deux-Sèvres) ou qui alimentent des populations importantes (par exemple, Électricité de Strasbourg Réseaux dessert près de 450.000 utilisateurs). La situation des ELD vis-à-vis de la continuité d'alimentation est très variable. Leurs zones de desserte sont en effet restreintes et leurs performances sont, donc, très liées au climat, à la topographie et à l'urbanisme de leur territoire de desserte.

Par ailleurs, les réseaux publics de distribution des territoires insulaires sont gérés par une direction dédiée d'EDF, EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI). Ces réseaux sont sujets à des questions spécifiques de continuité d'alimentation. En effet, la petite dimension de ces réseaux rend plus complexe l'équilibrage du système entre production et consommation. Leur gestionnaire est ainsi amené à délester les utilisateurs bien plus souvent que sur le continent.

Résumé

De nombreux acteurs contribuent à la qualité d'alimentation en électricité. Ainsi, les autorités concédantes sont parties prenantes des investissements, notamment en faveur de la qualité d'alimentation, sur les réseaux publics de distribution car elles négocient et concluent les contrats de concession, assurent le contrôle des réseaux publics de distribution publique d'électricité et peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement de ces réseaux. Les gestionnaires de réseaux sont, quant à eux, responsables de la qualité de l'alimentation en électricité par l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux de distribution d'électricité.

4. – Les parties prenantes ont des aspirations différentes quant à la qualité de l'alimentation

4.1. – Les objectifs en terme de qualité de l'alimentation ne sont pas partagés par tous les acteurs

Les parties prenantes, tant le gouvernement que le régulateur, les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux ont des avis différents sur les textes réglementaires et les rapports qui décrivent les objectifs en termes de qualité d'alimentation.

Ce chapitre s'attache à confronter les avis des parties en présence, tout d'abord sur les dispositions réglementaires relatives aux niveaux de qualité des réseaux publics de distribution, puis sur le Contrat de service public entre le Groupe EDF et l'État et, enfin, sur la régulation incitative de la qualité mise en place par la CRE.

4.1.1. – Les dispositions réglementaires relatives aux niveaux de qualité des réseaux publics de distribution suscitent des avis plutôt réservés

Le décret[39] et son arrêté[40] pris en application de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 et présentés au chapitre II.2.2 ont suscité des avis et des prises de positions différents de la part des divers acteurs œuvrant à la qualité de l'alimentation. La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), à travers la mission d'évaluation du dispositif réglementaire et le rapport qui en est issu, puis la CRE, lors de sa saisine par le ministre chargé de l'Énergie, les autorités concédantes et, enfin, les gestionnaires de réseaux, dans le cadre des auditions, ont émis des avis distincts sur les textes réglementaires et leur mise en application.

La mission d'évaluation du dispositif réglementaire et le rapport « Aussourd » recommandent de préciser et de clarifier les définitions et interprétations

Lors de la rédaction du décret « *qualité* » du 24 décembre 2007 et de son arrêté d'application, la position de principe qui a guidé la DGEC était de faire en sorte que les textes réglementaires régissant la qualité de l'alimentation permettent un meilleur pilotage des investissements sur les réseaux publics de distribution et non qu'ils garantissent aux utilisateurs un niveau minimal de qualité. La DGEC a, ainsi, fait le choix de prendre en compte, pour les paramètres de la qualité, des niveaux permettant de piloter les investissements, bien en deçà des niveaux généralement observés, afin de prioriser les zones géographiques[41] les moins favorisées en termes de continuité d'alimentation.

Afin de tester l'efficacité du dispositif mis en œuvre par le décret et son arrêté d'application du 24 décembre 2007 et, si nécessaire, de le compléter ou de l'ajuster et ce tout particulièrement au niveau de l'orientation des investissements, les textes avaient prévu une période probatoire – du 28 juin 2008 au 28 décembre 2009 – pendant laquelle une mission d'évaluation serait mise en place. En effet, la préparation préalable de ces textes réglementaires sous l'égide du Comité technique de l'électricité (CTE) avait mis en lumière les difficultés à fixer, à leur juste niveau, les seuils à ne pas dépasser pour les différents paramètres entrant en compte dans l'indicateur de la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution (nombre maximal de coupures longues et brèves, durée annuelle cumulée maximale admissible et autres critères pertinents pour l'évaluation de la qualité de l'électricité, tels que le nombre de microcoupures par exemple).

---

[39] Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

[40] Arrêté du 24 décembre 2007, modifié par l'arrêté du 18 février 2010, pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

[41] L'article 13 du décret du 24 décembre 2007 prévoit que son arrêté d'application « *fixe les zones géographiques caractérisées par la densité de leur population ou l'importance des consommations d'électricité qui y sont constatées, à l'intérieur desquelles le niveau des exigences de qualité de la continuité globale de l'alimentation électrique sur le réseau peut être différencié* ».

Le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer (MEEDDM) a, donc, constitué, par le biais de la DGEC, une mission d'évaluation du nouveau dispositif réglementaire. Les travaux de cette mission, pilotée par Monsieur Philippe Aussourd, membre du Conseil général de l'environnement et du développement durable et membre du CTE, ont notamment porté sur l'analyse des résultats des évaluations effectuées par la mission dans différents départements et par ERDF à l'échelon national. La mission avait comme objectifs principaux, tels que rappelés dans l'introduction du rapport « *Aussourd* », de :

«

- *vérifier la pertinence des seuils réglementaires d'ores et déjà retenus dans l'arrêté ou en proposer de nouveaux ;*

- *proposer un seuil pour le critère de durée cumulée annuelle maximale des coupures ;*

- *proposer des seuils spécifiques pour les coupures d'alimentation dans les zones du territoire non interconnectées (Corse, DOM) ;*

- *s'assurer de la pertinence du mécanisme de « zonage » proposé par la réglementation, à savoir la possibilité d'évaluer la qualité de l'électricité et son évolution dans le temps, en tenant compte du fait qu'il existe des zones plus densément peuplées. Cette dernière constatation avait conduit à distinguer 3 catégories de zone pour le territoire métropolitain continental : la zone A pour les agglomérations de plus de 100 000 habitants, la zone B pour les agglomérations entre 10 000 et 100 000 habitants et la zone de base partout ailleurs ;*

- *faire un point sur l'utilité et la faisabilité de prendre en compte les paramètres techniques complémentaires pour apprécier la qualité de l'électricité, en particulier les micro-coupures.* »

Encadré n°8 – Le rapport de la mission en charge du suivi du dispositif réglementaire relatif à la qualité de l'électricité dit rapport « *Aussourd* »

Suite à la mise en œuvre, par le décret et son arrêté d'application du 24 décembre 2007[42], d'une mission d'évaluation du nouveau dispositif réglementaire, un rapport a été rédigé et présenté devant le CTE le 27 octobre 2009. D'une manière générale, le rapport de la mission émet une dizaine de recommandations avec pour objectif de renforcer l'efficience de ces textes pour orienter les investissements sur les réseaux publics de distribution, en accord avec les objectifs de la DGEC. Les recommandations du rapport ont servi de base à la consolidation des dispositions et critères relatifs à la qualité de l'électricité distribuée aux utilisateurs sur les réseaux publics de distribution d'électricité.

Sur l'interprétation du dispositif réglementaire, il recommandait, notamment, de :

- simplifier la définition des coupures ;

- apporter des précisions dans la documentation technique de référence des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sur les méthodes d'exploitation et le fonctionnement des automatismes visant à éliminer les défauts ;

- clarifier l'interprétation de la réglementation. L'évaluation du nombre de clients mal alimentés en raison des coupures subies devrait donner lieu à l'établissement d'une unique statistique globale recouvrant l'ensemble des sous-critères pris en considération (nombre de coupures longues, nombre de coupures brèves, durée annuelle cumulée des coupures), un client étant décompté « *mal alimenté* » si un, au moins, des trois sous-critères est rempli ;

- vérifier et mettre à jour, en fonction des données issues de l'INSEE sur les agglomérations, la liste des communes en annexe 2 de l'arrêté du 24 décembre 2007 ;

[42] En application de l'article 11 de l'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de l'article 22 du décret du 24 décembre 2007, les « *évolutions des critères existants interviendront au vu d'un bilan des évaluations de la qualité de l'électricité présenté au comité technique de l'électricité* […] *et établi sur la base des synthèses annuelles* […] ».

- fonder, pour la comptabilisation des utilisateurs desservis, les données prises en compte lors des évaluations de la qualité de l'électricité sur le nombre total d'utilisateurs raccordés au 31 décembre de l'année précédent celle sous revue.

Sur l'amélioration du dispositif d'évaluation des coupures d'alimentation des réseaux, le rapport préconisait de modifier et compléter le tableau de l'article 7 de l'arrêté du 24 décembre 2007, de la manière suivante :

Tableau n°6 – Nombres maximaux de coupures longues et brèves dans l'année ainsi que la durée cumulée maximale annuelle des coupures longues recommandés par le rapport « *Aussourd* »

Zones	Nombre de coupures longues par année	Nombre de coupures brèves par année	Durée cumulée annuelle des coupures longues
Zone A	4	12	6 heures
Zone B	5	20	10 heures
Zone de base	7	40	20 heures
Zones non différenciées	6	35	13 heures

Source : Rapport « *Aussourd* »

Avant leur adoption, la CRE a rendu des avis négatifs sur les projets de textes réglementaires, estimant que le dispositif pourrait conduire à une dégradation de la qualité

Comme précisé dans le chapitre II.2.2 et en application du II de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 la CRE doit être saisie pour avis par le ministre chargé de l'Énergie sur le projet de décret qui fixe les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution. Le ministre a, donc, saisi la CRE, d'une part, sur les premiers projets de décret et d'arrêté d'application et, d'autre part, sur un projet d'arrêté modificatif. Elle a rendu deux premiers avis, le 11 octobre 2007 (sur les futurs textes du 24 décembre 2007) puis un troisième avis, le 14 janvier 2010, sur le projet d'arrêté modificatif (futur texte du 18 février 2010).

Dans ses deux avis défavorables du 11 octobre 2007, la CRE souligne son attachement à préserver la qualité de desserte des réseaux publics de distribution

La CRE a rendu le 11 octobre 2007 deux avis défavorables sur les projets de textes relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

Selon la CRE, l'objectif fixé par la loi n'était pas atteint par le projet de décret qui lui avait été soumis. En effet, le projet de décret mettait l'accent sur la détermination de zones prioritaires pour l'investissement tandis que l'objectif de la loi était que le décret donne une définition de la qualité. Ainsi, une des difficultés majeures tient dans le fait que le décret limite sa définition de la qualité à deux critères, les coupures et le niveau de la tension et retient une maille d'évaluation globale de la qualité qui n'est pas pertinente.

La CRE a, donc, estimé que ce texte, qui devait inciter à l'amélioration de la qualité des réseaux publics d'électricité, pourrait conduire à une dégradation du niveau de qualité observé. Elle en a conclu qu'une « *telle évolution serait de nature à compromettre la compétitivité des activités économiques des entreprises, le confort des habitations et la confiance dans l'ouverture des marchés* ».

Encadré n°9 – Extraits de l'avis de la CRE du 11 octobre 2007 sur le projet de décret relatif à la qualité

La CRE a émis un avis défavorable sur le projet de décret qui lui a été soumis, car :

- le décret devait prévoir des obligations de niveaux de qualité en faveur des utilisateurs du réseau public de transport ;
- il était nécessaire que la fixation des niveaux de qualité, l'évaluation et le contrôle de la qualité, éventuellement la mise en place de pénalités, soient réalisés à la maille de la concession ;
- le décret devait encadrer les obligations des gestionnaires de réseaux ;
- l'interface entre les réseaux publics de transport et de distribution devait être précisé ;
- l'entrée en vigueur des dispositions relatives à la continuité de la fourniture sur les réseaux publics de distribution était prévue deux ans après la publication du décret. Ce délai était excessif compte tenu des informations dont disposaient déjà les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

De même, la CRE a rendu un avis négatif sur le projet d'arrêté d'application du 11 octobre 2007 qui lui a été soumis. En effet, le projet d'arrêté ne garantissait pas aux utilisateurs un niveau de qualité satisfaisant car le nombre de coupures fixé dans le projet d'arrêté et que devaient respecter les gestionnaires de réseaux, était nettement moins contraignant que celui observé.

Encadré n°10 – Extraits de l'avis de la CRE du 11 octobre 2007 sur le projet d'arrêté d'application relatif à la qualité

La CRE a émis un avis défavorable sur le projet d'arrêté d'application qui lui a été soumis, car :

- la définition des coupures longues et brèves de l'arrêté devait être la même que celle utilisée dans les contrats d'accès ;
- la définition des circonstances exceptionnelles ne devait pas être plus large que celle contenue dans le cahier des charges de concession du réseau public de transport ;
- le seuil fixé à 5 % pour la tenue de la tension n'incitait pas les gestionnaires de réseaux au traitement des « *points noirs* » ;
- le seuil fixé à 5 % pour la continuité de l'alimentation en électricité n'incitait pas les gestionnaires de réseaux à améliorer la qualité ;
- le nombre maximal de coupures longues et brèves proposé lors de l'évaluation globale ou en un point particulier était excessif ;
- la « *méthode qualifiée* » permettant de déterminer le nombre de coupures au niveau des postes sources, utilisée par le gestionnaire du réseau public de transport devait être décrite dans la documentation technique de référence.

L'avis défavorable de la CRE du 14 janvier 2010 mentionne les imprécisions de l'arrêté modificatif concernant les critères de définition de la qualité, les seuils dans les zones non interconnectées et les modes d'évaluation des utilisateurs sous alimentés

La CRE a rendu, le 14 janvier 2010, un avis défavorable sur le projet d'arrêté du 18 février 2010 modifiant l'arrêté d'application du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

En effet, si le projet d'arrêté modificatif soumis à l'avis de la CRE a suivi les recommandations du régulateur en proposant de nouveaux seuils d'évaluation de la continuité d'alimentation et de la tenue de la tension, en présentant une nouvelle définition des coupures longues et brèves et en offrant un nouveau mode de classement des communes par zones géographiques, le texte réglementaire n'a, en revanche, pas pris en compte les propositions de la CRE sur la définition d'un nouveau paramètre évaluant la qualité, sur la définition des seuils dans les zones non interconnectées et sur les modes d'évaluation des utilisateurs sous-alimentés. Ainsi, sur ce sujet, la CRE estime que l'enjeu réel repose sur la définition de la qualité et non sur celle de paramètres pour déterminer les zones prioritaires d'investissement. La difficulté réside donc, toujours, sur la faiblesse de l'arrêté dans sa définition de la qualité de l'électricité.

Pour la CRE, le mode d'évaluation des utilisateurs sous-alimentés choisi dans le projet d'arrêté ne permettait pas d'améliorer la qualité pour les clients les plus mal desservis. Il est nécessaire de donner une définition plus précise de la qualité pour améliorer leur desserte.

Ainsi la « *CRE déplore que les méthodes d'évaluation de la continuité d'alimentation restent inchangées et continuent d'exclure des mesures contraignantes une fraction des utilisateurs du département : pour 5 % d'entre eux, le projet d'arrêté permet toujours que les valeurs limites de coupures longues ou brèves ne soient pas respectées. Cette disposition risque de concerner chaque année les mêmes utilisateurs. Afin de garantir la protection de tous les utilisateurs contre un niveau de qualité trop faible, une mesure efficace serait de contraindre le gestionnaire de réseaux, sur chaque maille de contrôle, à améliorer la qualité pour les clients les plus mal servis. Ainsi, une part des investissements sur les réseaux serait directement orientée vers l'amélioration des parties des réseaux publics d'électricité les plus affectées par des défauts* ».

Dans son avis négatif, la CRE recommandait une prorogation de la période d'expérimentation définie au I de l'article 22 du décret du 24 décembre 2007, afin de permettre de définir des seuils pertinents et fondés sur une analyse précise de données fiables et complètes.

Encadré n°11 – Extraits de l'avis de la CRE du 14 janvier 2010 sur la modification du projet d'arrêté relatif à la qualité

La CRE a émis un avis défavorable sur le projet d'arrêté modificatif qui lui a été soumis, car :

- les seuils définis dans le projet d'arrêté modificatif étaient basés sur une étude incomplète et leur pertinence posait question ;
- le projet d'arrêté traduisait une dégradation du niveau d'exigence réglementaire pour la continuité d'alimentation ;
- une mesure efficace devait être mise en œuvre afin de contraindre les gestionnaires de réseaux, sur chaque maille de contrôle, à améliorer la qualité pour les clients les plus mal desservis ;
- les gestionnaires de réseaux ne publiaient aucun indicateur permettant d'évaluer la dispersion du temps de coupure sur l'ensemble du territoire ;
- la mission d'évaluation du dispositif réglementaire relatif à la qualité de l'électricité n'avait évalué la durée cumulée annuelle des coupures longues que sur 4 des 13 départements représentatifs initialement prévus ;
- le projet d'arrêté modificatif ne proposait pas de nouveau mode d'évaluation mieux adapté pour appréhender la qualité de la tension en milieu rural ;
- aucune disposition n'avait été prise sur le nombre de coupures et sur la durée cumulée ni pour la région Corse, ni pour les départements de la Guadeloupe, de la Martinique, de la Guyane et de la Réunion, ni pour les collectivités territoriales de Saint-Barthélemy, de Saint-Martin, de Saint-Pierre-et-Miquelon et de Mayotte ;
- l'arrêté modificatif manquait d'ambition en se limitant à réévaluer certains seuils précédemment définis pour des perturbations de la qualité ;

- il était nécessaire que des engagements réglementaires complémentaires soient exigés du gestionnaire du réseau public de transport.

Pour la FNCCR, le dispositif réglementaire est insuffisant pour préserver et améliorer la qualité

Du point de vue de la FNCCR, le dispositif réglementaire n'est pas satisfaisant car :

- d'une part, il ne prend pas en compte la sécurisation, qui constitue la préoccupation majeure des autorités concédantes décrite dans le rapport « *Hauet* » et développée lors de son Congrès à Annecy en septembre 2009. Lors de son audition par la CRE, la FNCCR a ainsi déclaré que l'objectif de sécurisation est assez mal pris en compte par les textes réglementaires applicables à la qualité du fait de la défalcation des évènements exceptionnels du calcul de la durée cumulée des coupures ;

- d'autre part, la FNCCR estime que doivent être mises en œuvre les pénalités prévues au III de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000. Ces pénalités devraient être suffisamment élevées pour dissuader l'arbitrage des gestionnaires de réseaux de distribution en faveur de la non-qualité ;

- enfin, dans sa contribution additionnelle au rapport « *Aussourd* », concernant le décret et l'arrêté « *qualité* », la FNCCR considère que ces textes fournissent un cadre minimal que les dispositions des cahiers des charges de concessions de distribution et des règlements de service des régies doivent respecter, sans se substituer aux dispositions qui y existent déjà.

La FNCCR considère, donc, que des améliorations sont à apporter au dispositif réglementaire, particulièrement sur la continuité de l'alimentation. Il conviendrait, notamment :

- de revoir la définition des coupures longues, de fixer le seuil de durée cumulée au niveau atteint au début des années 2000, d'introduire les microcoupures (coupures très brèves) et de revoir les conditions de sur-classement des communes ;

- concernant la définition et la durée des coupures, la FNCCR demande que la durée cumulée annuelle des coupures longues soit fixée par arrêté à un niveau plus ambitieux que ne le prévoit le rapport « *Aussourd* ». En effet, dans ses commentaires additionnels au rapport « *Aussourd* », la FNCCR estime que les valeurs maximales proposées pour la durée cumulée annuelle des coupures longues ne sont pas assez ambitieuses, car elles correspondent au niveau de qualité actuel des réseaux de distribution.

Le tableau, ci-dessous, synthétise la demande de la FNCCR, au sujet de la durée cumulée des coupures longues :

Tableau n°7 – Proposition de la FNCCR sur la durée cumulée des coupures longues

Zones	Durée cumulée annuelle des coupures longues	
	Durée actuelle	Durée proposée
Zone A	6 heures	3 heures
Zone B	10 heures	4 heures
Zone de base	20 heures	11 heures
Zones non différenciées	13 heures	7 heures

Source : FNCCR

La définition du niveau des seuils réglementaires demandée par la FNCCR correspond à un retour au niveau de qualité existant au début des années 2000, niveau qu'elle estime souhaitable de retrouver le plus rapidement possible.

Du point de vue d'ERDF, le dispositif réglementaire est satisfaisant, mais ses dispositions doivent tout de même être approfondies

Selon ERDF, dans ses contributions additionnelles au rapport « *Aussourd* », le dispositif réglementaire constitue un instrument d'orientation de l'investissement au service d'un redressement ciblé de la qualité d'alimentation des réseaux publics de distribution vers des territoires dans lesquels les niveaux de qualité sont les plus dégradés. Avec les valeurs des critères proposées par le rapport « *Aussourd* », 49 départements dépassent au moins une fois le seuil de continuité d'alimentation au cours des cinq dernières années (dont 13 départements qui dépassent le seuil au moins trois années).

À ressources données, des critères de sélection, qui, par leurs valeurs, feraient ressortir un grand nombre de territoires « *en contrainte* » par rapport aux niveaux de qualité prescrits, seraient contraires à l'objectif d'un redressement ciblé de la qualité et pourraient même conduire les gestionnaires de réseaux à se limiter au respect des seuils réglementaires, au détriment d'actions d'ensemble de plus long terme. Une analyse de la sensibilité montre, par ailleurs, que toute modification des critères aurait un impact notable sur le nombre de départements considérés comme mal alimentés au sens des textes réglementaires. Pour ERDF, les niveaux proposés répondent, donc, déjà largement à l'objectif visé d'orientation des investissements.

Concernant à proprement parler la continuité de l'alimentation en électricité, ERDF estime que les trois critères d'appréciation de cette continuité ont été correctement valorisés dans les textes réglementaires afin d'éviter la surpondération de l'un d'entre eux.

ERDF considère, donc, que les valeurs des seuils et des critères préconisées par le rapport « *Aussourd* » sont équilibrées et répondent à l'objectif recherché.

Par ailleurs, une modification des valeurs des critères de continuité d'alimentation dans un sens plus contraignant, comme le souhaite la FNCCR, aurait pour conséquence d'accroître, dans le dispositif d'évaluation de la qualité des réseaux, le poids relatif de la continuité d'alimentation au détriment de la tenue globale de la tension. À titre d'illustration, une proposition consistant à « *durcir* » le critère de durée cumulée de coupures conduirait à la répartition suivante :

Carte n°2 – Départements ne respectant pas les seuils proposés par la FNCCR dans le rapport « *Aussourd* »

Source : ERDF

À partir des hypothèses proposées par la FNCCR sur la durée cumulée des coupures longues, ERDF a calculé que 71 départements dépasseraient au moins une fois les seuils proposés (dont 36 les dépassant au moins trois années). Dans ce cas, des plans d'amélioration devraient être élaborés sur la quasi-totalité de la

zone de desserte d'ERDF. En conséquence, le dispositif réglementaire n'entraînerait pas de réallocation de ressources et, donc, de réduction des disparités entre les territoires.

De surcroît, ERDF souligne aussi que le rehaussement des seuils définis par l'arrêté du 24 décembre 2007, demanderait un effort considérable d'investissement engageant une évolution généralisée de la structure des réseaux en zone rurale[43]. En l'état, ERDF estime que le rehaussement des niveaux retenus relèverait, donc, d'un choix de société.

ERDF propose d'inscrire la démarche dans une logique d'amélioration continue, par exemple dans le cadre de la poursuite du dispositif d'évaluation des textes réglementaires. ERDF estime qu'il serait souhaitable de poursuivre la démarche de suivi des dispositifs, en étudiant l'évolution future des seuils réglementaires et en prenant en compte les attentes des consommateurs, ainsi que les impacts économiques sur le tarif d'utilisation des réseaux publics.

Par ailleurs, ERDF a indiqué lors de son audition par la CRE que les récents changements de la réglementation[44] sur les distances minimales de sécurité à respecter lors des travaux au voisinage de lignes, canalisations et installations électriques risquent de conduire à une dégradation sensible de la continuité d'alimentation, notamment dans les zones rurales dans le cadre des travaux d'élagage.

4.1.2. – Les avis des parties prenantes sur le Contrat de service public concordent pour affirmer que le texte est insuffisant pour améliorer la sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Le dernier Contrat de service public signé entre l'État et Électricité de France décline le niveau d'engagement du Groupe EDF sur la période 2005 à 2007 et précise les modalités de compensation financière des missions de service public que le législateur lui a confiées et les modalités des engagements du Groupe.

Les objectifs du Contrat de service public ont été construits à partir des préconisations du rapport « *Piketty* ». Le Contrat positionne la sécurisation des réseaux face aux aléas climatiques au sein d'un ensemble de quatre priorités que sont le renforcement des réseaux, la qualité, la sécurisation face aux aléas climatiques ainsi que l'environnement et la sécurité des tiers.

Pour la DGEC, le Contrat de service public est, dans l'ensemble, respecté par ERDF

La DGEC considère que le Contrat de service public, dont l'objectif était de définir un cadre aux missions de service public du groupe EDF au moment de l'ouverture des marchés aux particuliers, est globalement respecté, notamment en matière d'enfouissement, de préparation et de réactivité suite aux évènements climatiques[45].

Toutefois, la DGEC indique que la prochaine version du Contrat de service public comportera des engagements dimensionnant en matière de qualité d'alimentation pour ERDF.

La DGEC précise aussi les points du Contrat de service public non respectés par ERDF :

- la mise en œuvre et le suivi du Plan aléas climatiques ;
- la garantie de réalimentation des sites pouvant servir de refuge aux populations (lieux de vie) dans les 12 heures.

Sur ce dernier point, la DGEC indique qu'en effet les préfets n'ont pas reçu les instructions permettant d'engager le dialogue sur ce sujet et considère que la mise à jour des plans départementaux électro-

[43] L'utilisation de structures de type urbain en zone rurale.
[44] Notamment, les articles R4534-108 à R4534-110 du code du travail sur les distances minimales de sécurité.
[45] Lors de la tempête *Klaus*, plus de 90 % des clients ont été réalimentés en moins de 5 jours, conformément à l'engagement du Contrat de service public.

secours[46] est davantage prioritaire. La DGEC observe, également, qu'aucun dialogue constructif n'a été mené entre ERDF et les collectivités concédantes.

Du point de vue de la FNCCR, le Contrat de service public ne prend pas en compte l'importance de la dimension de sécurisation pour la qualité des réseaux publics de distribution

Selon la FNCCR, les conclusions du rapport « *Piketty* » en matière de sécurisation des réseaux sont diluées par le Contrat de service public dans des formulations peu contraignantes telles que « *en moyenne et basse tension, la suppression progressive des réseaux aériens fragiles et leur enfouissement contribuent, à des degrés divers, à l'amélioration globale de la qualité de desserte. Elle constitue un facteur important, mais non exclusif ni exhaustif, notamment en zone urbaine, de sécurisation des réseaux* ».

L'effort d'investissement à consacrer à la sécurisation n'est pas chiffré et le Contrat se limite à stipuler qu'afin « *de mettre en œuvre ces programmes de sécurisation et les actions en faveur de la sécurité et de l'environnement, EDF Réseau Distribution s'engage à accroître ses investissements bruts d'au moins 6 % en 2006 et 6 % en 2007* ».

La FNCCR relève, dans le rapport « *Hauet* », que, dans le cadre des dispositions prévues pour le suivi du Contrat, un ensemble d'indicateurs est défini parmi lequel figure la durée moyenne des coupures cumulée sur l'année rapportée au nombre de clients, hors incidents transport ou liés à la rupture d'équilibre offre-demande. Cet indicateur retiendrait, donc, les évènements exceptionnels à la différence de ceux retenus, par la suite, par les textes du 24 décembre 2007 et par l'avis de la CRE sous-jacent au TURPE 3.

4.1.3. – La régulation incitative de la continuité d'alimentation, mise en place par la CRE, vient compléter la réglementation prévue par le décret et l'arrêté « *qualité* »

Pour réguler les différents aspects de la qualité, deux approches complémentaires peuvent être envisagées :

- une approche normative caractérisée par la mise en place de seuils de qualité assortis ou non de pénalités pour les gestionnaires de réseaux ;

- une approche incitative caractérisée par la mise en place de pénalités/récompenses en fonction de l'atteinte d'objectifs.

Comme décrit précédemment, le décret et l'arrêté « *qualité* » ont adopté, conformément aux dispositions de la loi, une approche normative en définissant des seuils règlementaires de qualité.

La CRE a, quant à elle, retenu une approche incitative complémentaire à celle de la règlementation, en adéquation avec ses prérogatives relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Ainsi, le TURPE 3 prévoit un mécanisme de régulation incitative basé sur la durée moyenne de coupure (le « *critère B* ») hors incidents consécutifs aux évènements exceptionnels, hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) et hors interruption pour travaux[47]. Les objectifs fixés par la CRE sont cohérents avec la trajectoire d'investissement proposée par ERDF et retenue par la CRE lors de l'élaboration du TURPE 3. Les Durées moyennes de coupure de référence ($DMC_{réf}$) ont été fixées à :

- 55 minutes en 2009 et 2010 ;

- 54 minutes en 2011 ;

- 52 minutes en 2012.

---

[46] Ce plan recense les utilisateurs les plus sensibles à une rupture prolongée d'électricité pour lesquels l'alimentation en énergie électrique doit être rétablie en priorité. Il comprend, également, l'inventaire des moyens de secours (groupes électrogènes notamment) mobilisables par le Préfet.

[47] Les coupures consécutives aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par ERDF sont exclus en raison du programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB qui, si elles étaient prises en compte, auraient induit une augmentation conjoncturelle.

ERDF se verra récompensée (respectivement pénalisée) si la durée moyenne de coupure est inférieure (respectivement supérieure) à ces objectifs. À titre d'illustration, les récompenses/pénalités pour l'année 2010 sont établies selon le schéma ci-dessous :

Figure n°25 – Fonctionnement de la régulation inci tative

Source : CRE

Globalement les acteurs sont, sur le principe, favorables à la régulation incitative de la qualité. Néanmoins, chaque catégorie d'acteurs a des attentes spécifiques.

ERDF souhaite être incité sur un « critère B filtré »

ERDF est favorable à l'exclusion des incidents consécutifs aux évènements exceptionnels du mécanisme de la régulation incitative, mais le gestionnaire de réseaux souhaite aller plus loin dans l'exclusion. Il considère, en effet, qu'il est indispensable de corriger la qualité mesurée de l'impact des évènements climatiques, sans quoi l'incitation relèverait selon elle, du moins à court terme, de la « *loterie* ». ERDF propose ainsi de « *filtrer* », chaque année, les quelques journées (en moyenne 7 jours par an) où les réseaux électriques ont un comportement sans rapport avec leur fonctionnement habituel. Pour ce faire, ERDF considère qu'il conviendrait de :

- Définir, sur la base des chroniques du passé, un nombre limite d'incidents, dépassé en moyenne 7 jours par an ;

- éliminer du calcul du critère d'une année donnée les jours où le nombre d'incidents excède ce seuil.

La FNCCR souhaite qu'ERDF soit incité sur le « critère B TCC », d'une part, en zone urbaine et, d'autre part, en zone rurale

La plupart des attentes des autorités concédantes, ainsi que de leur fédération, se focalise sur les indicateurs de mesure de la qualité.

Ainsi, les autorités concédantes ont adopté à l'unanimité, lors du Congrès de la FNCCR à Annecy le 23 septembre 2009, une motion sur la qualité de l'électricité distribuée dans laquelle elles demandent que le décret et l'arrêté du 24 décembre 2007 relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution prennent « *en compte des coupures très brèves* [microcoupures]*, en complément du recensement des coupures longues, des coupures brèves et de la durée cumulée des coupures prévue par le décret du 24 décembre 2007* » et que les seuils de qualité qu'ils ont fixés fassent l'objet d'une « *réactualisation plus réaliste et dans les plus brefs délais* ».

Les autorités organisatrices sont, en particulier, inquiètes des répercussions que pourrait avoir un indicateur de qualité calculé au niveau national et, donc, non différencié par zone géographique. La FNCCR considère, en effet, qu'« *il est probable que l'amélioration de cette valeur moyenne se fera en privilégiant les investissements maximisant l'impact sur cette valeur moyenne, au coût le plus bas possible et avec le*

bénéfice « politique » le plus visible : il n'est pas « improbable » que les zones urbaines soient alors privilégiées par une telle démarche. La structure technique des réseaux dans ces zones favorise en effet l'obtention de bons résultats (phénomène de « qualité fatale »). On ne peut donc exclure finalement qu'un affichage national global d'amélioration de la qualité, reconnu par l'octroi, par la CRE, d'une « récompense » sous forme de prime, dissimule en réalité une détérioration de la qualité dans les zones où celle-ci est par nature plus difficile à garantir, i.e. certaines zones rurales ou présentant des caractéristiques spécifiques (topographie…) »[48].

La FNCCR considère, par ailleurs, que la CRE participe à la mise au second plan de la sécurisation des réseaux au profit de la qualité « *au quotidien* » en retenant un critère excluant les évènements exceptionnels. Elle estime, en effet, que la mission du gestionnaire de réseaux, dans un contexte de probabilité croissante d'intempéries en raison des évolutions climatiques, doit désormais intégrer pleinement sa capacité à assurer la continuité d'alimentation, y compris en cas de contraintes induites par certains phénomènes météorologiques.

La CRE n'a pas retenu les demandes d'ERDF et des autorités concédantes

S'agissant du « *critère B filtré* », la CRE a considéré que, dans la perspective d'un mécanisme de régulation incitative qui a vocation à perdurer (*a minima* dans ses grands principes) sur les périodes tarifaires à venir, l'effet « *loterie* » évoqué par ERDF est grandement atténué. La CRE a également considéré que le critère proposé dans le TURPE 3 incite ERDF à plus de réactivité dans la réalimentation des utilisateurs lors d'évènements climatiques majeurs (mais non exceptionnels) que ne l'aurait fait le « *critère B filtré* ». Toutefois, ce dernier critère n'est pas dénué d'intérêt pour la mesure, sur de courtes périodes, de l'efficacité des politiques d'investissement et de maintenance mises en œuvre par ERDF (ce qui ne recouvre que partiellement les objectifs d'une régulation incitative).

S'agissant de l'exclusion des évènements exceptionnels, la plupart des régulateurs européens exclut ce type d'évènement (avec des définitions qui varient d'un pays à l'autre) du périmètre de la régulation incitative. Ces évènements sont généralement « *traités* » par un système de seuil de durée de coupure au-delà duquel les consommateurs reçoivent (généralement à leur demande) une compensation financière forfaitaire. Ce type de mécanisme s'apparente à celui dit du « *2 % - 6 heures* »[49] avec, toutefois, des montants de compensation financière nettement supérieurs dans les autres pays européens et des seuils de durée plus élevés.

S'agissant d'une incitation différenciée entre zones urbaines et zones rurales, à valorisation de l'énergie non distribuée équivalente et à objectifs cohérents entre eux (l'objectif national étant, en toute logique, égal la moyenne pondérée de ce qu'auraient été des objectifs en zones urbaines et rurales), vu d'ERDF, la somme des pénalités/récompenses en zones urbaines et rurales aurait été égale à la pénalité/récompense au niveau national.

4.2. – Les avis divergent quant à la meilleure stratégie de sécurisation des réseaux publics de distribution

Les acteurs des réseaux publics de distribution ont des opinions divergentes quant à la stratégie de sécurisation à mettre en œuvre pour une meilleure qualité des réseaux. Ce chapitre présente le rapport « *Piketty* » et ses suites, notamment le Plan aléas climatiques (PAC) mis en œuvre par ERDF. Il aborde, également, le rapport « *Hauet* » et la proposition de loi relative à la « *sécurisation des réseaux de distribution d'électricité contre les intempéries liées aux changements climatiques* ».

4.2.1. – À la suite des tempêtes de 1999, le rapport « *Piketty* » a posé les bases d'une politique de sécurisation des réseaux publics de distribution

Le Plan aléas climatiques d'ERDF et le Contrat de service public d'EDF sont, en effet, en ligne avec les préconisations du rapport « *Piketty* » de 2000.

---

[48] Contribution de la FNCCR à la consultation publique sur le projet de TURPE 3.

[49] Dans ce mécanisme, le versement de la compensation financière, sous forme d'abattement de facture, est en principe automatique.

Encadré n°12 – Le rapport de la mission sur la sécurisation du système électrique français dit rapport « *Piketty* »

Le rapport « *Piketty* », établi à la demande du secrétaire d'État à l'Industrie suite aux deux tempêtes *Lothar* et *Martin* qui ont frappé la France les 26 et 28 décembre 1999, expose les efforts supplémentaires de sécurisation à mettre en œuvre afin de limiter les atteintes aux réseaux électriques imposées par des évènements climatiques exceptionnels.

Il évalue, notamment, les dommages occasionnés, la probabilité de retour de tels évènements et l'adaptation des plans et des pratiques de sécurisation alors en vigueur. Ses recommandations visent à garantir, dans des conditions technico-économiques raisonnables, le maintien de l'alimentation et la robustesse des réseaux électriques en situation climatique exceptionnelle, mais de faible probabilité d'occurrence.

En ce sens, le rapport fait deux séries de propositions :

- la mise en œuvre d'une véritable politique de sécurisation et de remise à niveau des réseaux. Cette proposition s'appuie sur une estimation du coût économiquement acceptable d'une telle politique et précise les actions qui semblent prioritaires. Le rapport met notamment l'accent sur la sécurisation des réseaux en HTA, pour laquelle il faudra recourir largement à l'enfouissement, tout en demeurant sélectif, compte tenu du coût ;

- les conditions de réalisation de ce programme de sécurisation, en tenant compte du fait que celui-ci impliquera, particulièrement pour les réseaux de distribution, un « *nombre très élevé de décisions ponctuelles à caractère technico-économique et nécessairement décentralisées pour la plupart* ».

Pour mettre en œuvre ces décisions, le rapport préconise d'étudier la mise en place de deux mesures :

- un programme de sécurisation devrait être mené par EDF, tant au plan financier que de la maîtrise d'ouvrage. En BT, si les autorités concédantes désirent conserver leur maîtrise d'ouvrage, leurs travaux subventionnés par le FACÉ devraient faire l'objet d'un suivi renforcé ;

- une indemnisation forfaitaire des utilisateurs en cas de coupure devrait être créée. Celle-ci s'appliquerait même lors d'évènements exceptionnels. Ce dispositif constituerait un « *indicateur simple et visible* » des actions de sécurisation. Pour être efficace, une telle indemnisation devrait être versée par le responsable des travaux de sécurisation, qu'il s'agisse du gestionnaire de réseaux ou de son autorité concédante en zone rurale.

La mission de Monsieur Gérard Piketty sur la sécurisation du système électrique français liée aux évènements naturels extrêmes s'est poursuivie au-delà de ce premier rapport et a abouti à la rédaction de deux compléments (janvier et février 2001) au rapport d'étape présenté en mai 2000. Le premier document complémentaire s'intéresse à l'instrument de suivi, aux guides généraux et à la procédure d'élaboration du programme de sécurisation, à la mise en place d'un versement forfaitaire « *qualité* » aux utilisateurs en cas d'interruption de longue durée de l'alimentation et au financement des investissements de sécurisation. Le second document complémentaire traite de la validation des conditions technico-économiques de l'enfouissement.

4.2.2. – Le Plan aléas climatiques, stratégie d'ERDF pour la sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité, ne respecte pas, selon la majorité des acteurs, les préconisations du rapport « *Piketty* »

Le Plan aléas climatiques d'ERDF présente la stratégie du gestionnaire de réseaux pour la sécurisation des réseaux publics de distribution sous sa concession

Le Plan aléas climatiques est le plan de sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité, proposé par ERDF, sur la base des conclusions du rapport « *Piketty* ».

Encadré n°13 – Le Plan aléas climatiques (PAC) mis en place par ERDF

En application du Contrat de service public, ERDF a rédigé, en juin 2006, un Plan aléas climatiques qui prévoit d'investir 2,3 milliards d'euros sur 10 ans pour réduire la vulnérabilité des réseaux aux phénomènes climatiques extrêmes. Ce plan identifie les zones de fragilité aux risques climatiques et établit un programme de traitement de ces zones fragiles. Il analyse sous leurs différents aspects (chutes d'arbres, vent, neige/givre) les risques climatiques des réseaux de distribution en HTA, les quantifie et les cartographie.

La stratégie d'ERDF

Le Plan aléas climatiques a pour objectif la sécurisation des réseaux en HTA dans les zones à risques avérés. Il s'agit de traiter 33.000 kilomètres de réseaux en HTA à risques avérés[50] (25.500 kilomètres d'ossatures et 7.500 kilomètres de dérivation) sur 10 ans.

Cela passe, notamment, par :

- la restructuration de certaines lignes HTA en zone rurale ;
- l'enfouissement des lignes fragiles ou situées en zone boisée ;
- le renouvellement des câbles urbains susceptibles de défaillances lors de chaleurs estivales ;
- la sécurisation de l'alimentation en électricité des lieux de vie en cas de graves perturbations météorologiques ;
- la limitation des conséquences des inondations.

Dans le cadre du Plan aléas climatiques, la Force d'intervention rapide électricité (FIRE), organisation propre à ERDF, mise en place afin d'assurer la réalimentation rapide des utilisateurs des réseaux en cas d'aléa météorologique, joue un rôle majeur dans l'efficacité de gestion de crises par ERDF.

L'objectif final du Plan aléas climatiques est d'assurer la réalimentation de 90 % des utilisateurs en moins de 5 jours, en cas de tempête comparable à celles de 1999. Les objectifs du Plan aléas climatiques sont en ligne avec les objectifs du Contrat de service public construits à partir des préconisations du rapport « *Piketty* ».

De l'avis de la FNCCR, ERDF ne suit pas les recommandations de sécurisation du rapport « Piketty » dans son Plan aléas climatiques

Si la FNCCR reconnaît les bénéfices de la mise en place par ERDF des mesures de pré-positionnement, préparation et gestion de crises qui ont permis, notamment, au gestionnaire de réseaux de mobiliser très rapidement des moyens additionnels et de rétablir l'alimentation plus rapidement qu'en 1999, elle se montre en revanche très critique vis-à-vis de ce Plan qui, selon elle, n'a pas suivi les préconisations du rapport « *Piketty* », sur les efforts d'investissement. En effet, les efforts d'investissements d'ERDF relatifs à la sécurisation prévus dans le Plan aléas climatiques sont loin des premières estimations de l'après-tempête 1999.

Le tableau, ci-après, compare les investissements de sécurisation, prévus par le Plan aléas climatiques, soit 230 millions d'euros$_{2009}$ par an pour les 10 ans à venir, aux premières estimations qui ressortaient du rapport « *Piketty* », soit, selon le rapport « *Hauet* », 395 millions d'euros$_{2009}$ par an sur 15 ans, s'ajoutant aux 130 millions d'euros par an recensés avant 1999.

[50] Les ouvrages à risque avéré sont ceux pour lesquels le dépassement des marges de sécurité est plus important et qui ont, donc, un risque plus important d'atteindre le point de rupture.

Tableau n°8 – Évolution de quelques indicateurs clés

Indicateurs	Objectifs « *post Piketty* »	Moyenne 2002-2008	2006	2007	2008	Objectifs Plan aléas climatiques
Dépose de fils nus aériens en HTA	6.000 km/an	3.250 km/an (estimation)	2.926 km	2.994 km	3.450 km	3.300 km/an
Dépose d'ossatures aériennes en HTA en zones boisées	2.000 km/an	1.500 km/an (estimation)	1.159 km	1.103 km		2.000 km/an
Dépose de fils nus en BT	8.000 km/an	4.171 km/an	4.236 km	4.567 km	4.283 km	4.500 km/an (indicatif)

Source : Rapport « *Hauet* »

Le tableau n°8 ci-dessus, montre clairement que les objectifs du Plan aléas climatiques de 2006 sont très sensiblement en retrait des objectifs « *post Piketty* » et ne marquent pas une véritable rupture par rapport aux réalisations constatées ces dernières années.

En prenant l'exemple des investissements sur les lignes HTA et BT, la FNCCR note que les réalisations d'ERDF restent très en deçà, en termes financiers comme en termes de réalisations physiques, des préconisations puis orientations qui avaient résulté du rapport « *Piketty* ».

Dans le Plan aléas climatiques, un inventaire des lignes HTA potentiellement vulnérables est dressé dont on tire, par exemple, les tableaux n°s 9 et 10, ci-dessous, représentatifs de la situation au 1er janvier 2006 :

Tableau n°9 – Vulnérabilité de l'ensemble des lignes aériennes HTA (longueur total des réseaux aériens : 369.869 kilomètres en 2009)

Risques	Sensible au vent		Sensible neige/givre		Zones boisées		Toutes causes	
	Longueur sensible	% total aérien	Longueur sensible	% total aérien	Longueur sensible	% total aérien	Longueur sensible	% total aérien
Risque faible ou avéré	59.395 km	16 %	96.014 km	26 %	39.425 km	11 %	161.055 km	43,5 %
Risque avéré	14.287 km	4 %	22.284 km	6 %	39.425 km	11 %	63.117 km	17,1 %

Source : Plan aléas climatiques d'ERDF

Tableau n°10 – Vulnérabilité de l'ensemble des lignes d'ossatures aériennes HTA (longueur total des réseaux : 100.717 km en 2009)

Risques	Sensible au vent		Sensible neige/givre		Zones boisées		Toutes causes	
	Longueur sensible	% total aérien	Longueur sensible	% total aérien	Longueur sensible	% total aérien	Longueur sensible	% total aérien
Risque faible ou avéré	13.358 km	13 %	21.804 km	22 %	11.395 km	11 %	33.869 km	33,6 %
Risque avéré	2.173 km	2 %	3.578 km	4 %	11.395 km	11 %	16.812 km	16,7 %

Source : Plan aléas climatiques d'ERDF

À partir d'une évaluation combinée des différents risques, ERDF a pris comme objectif que le coefficient de risque moyen des réseaux en HTA devait être divisé par un facteur 5 en 10 ans. Une telle stratégie (tableau n°11 ci-après) consiste à traiter systématiquement et prioritairement les ossatures HTA présentant un risque avéré (ligne en environnement boisé et/ou dont les dispositions constructives impliquent une fragilité incontestable vis-à-vis des risques tempêtes, givre ou neige collante).

Cette priorité correspond au traitement d'environ 20.000 kilomètres de réseaux. En complément, et en tenant compte des puissances transitées, des niveaux de risque et de particularités du contexte technique local (par exemple accumulation de réseaux particulièrement fragiles), il faudra traiter environ 13.000 kilomètres d'autres réseaux, dans un objectif de sécurisation globale et de cohérence technique.

Tableau n°11 – Classement des lignes HTA par niveau de risque et définition de la stratégie du Plan aléas climatiques

Types d'ouvrage	Risque 0	Risque faible	Risque avéré
Dérivations à faible impact (P ≤ 250 kVA)	436.000 km	78.000 km	37.700 km
Dérivations à fort impact (P > 250 kVA)		6.000 km	5.300 km
Ossatures principales		14.000 km	20.000 km

Source : Plan aléas climatiques d'ERDF

Pour les réseaux en BT, le Plan aléas climatiques de 2006 prend acte du rythme de dépose de 5.000 kilomètres par an des réseaux en conducteur cuivre nu sans évoquer une accélération de cette résorption. En tenant compte des actions prévues pour parer les risques « *fortes chaleurs* » et « *inondations* », le Plan aléas climatiques conduit à un montant d'investissement de sécurisation de 230 millions d'euros par an (soit 242 millions d'euros$_{2009}$ par an) sur 10 ans, qui est l'objectif d'investissement retenu actuellement par ERDF.

Un tel objectif est en progression mesurée par rapport aux réalisations de ces dernières années, mais reste surtout très en deçà, en termes financiers comme en termes de réalisations physiques, des préconisations puis orientations qui auraient résulté du rapport « *Piketty* ».

Sur le plan des objectifs de réalisation physique, on retrouve l'objectif de résorption de 2.000 kilomètres par an d'ossatures vulnérables cité dans l'accord « *Réseaux électriques et environnement* » pour la période 2001 à 2003. En revanche, la FNCCR estime qu'on est très loin des objectifs annuels de dépose de 6.000 kilomètres de lignes HTA aériennes et de 8.000 kilomètres de lignes BT à fils nus.

La FNCCR reconnaît, cependant, qu'ERDF, dans la gestion de la tempête *Klaus*, a su mobiliser très rapidement, au travers de sa FIRE et de moyens additionnels venus de toutes parts, plus de 6.000 agents qui ont permis de rétablir l'alimentation plus rapidement qu'en 1999, étant noté que l'efficacité de ces moyens peut encore être améliorée, notamment lorsqu'il s'agit, pour les agents d'ERDF, d'atteindre les réseaux électriques.

Le rapport « Piketty » ne contient pas de préconisation sur le montant d'investissement optimal à réaliser pour sécuriser les réseaux de distribution

L'approche développée par le rapport « *Piketty* » consiste, avant tout, à évaluer l'enveloppe maximale de sécurisation économiquement envisageable. Le rapport établissait en 2000, pour cette enveloppe, une fourchette allant de 15 à 20 milliards de francs (soit de 2,3 à 3 milliards d'euros) pour l'ensemble des réseaux y compris le réseau public de transport. D'autre part, il fait état d'une première estimation réalisée par EDF des besoins de sécurisation des réseaux. Ces besoins étaient évalués pour la distribution à une fourchette de 22 à 29 milliards de francs actualisés (soit de 3,4 à 4,4 milliards d'euros) sur une enveloppe totale de besoins de 27 à 34 milliards de francs actualisés (soit de 4,1 à 5,2 milliards d'euros) en incluant le réseau public de transport.

Le rapport précise d'ailleurs que « *dans l'état actuel de maturation au sein d'EDF, du programme de sécurisation nécessaire, il apparaît que son montant dépasse déjà, à hauteur d'au moins 12 GF* [milliards de francs] *actualisés* [soit 1,9 milliards d'euros], *l'enveloppe envisageable du point de vue économique pour un risque d'aussi faible probabilité. Cela veut d'abord dire qu'il convient de mûrir encore la réflexion à son sujet pour mieux l'optimiser et en réduire les éléments les moins rentables en termes de dommages futurs évités* ».

Il n'est donc pas incohérent, contrairement à ce qu'affirme la FNCCR, que le Plan aléas climatiques proposé par ERDF aux pouvoirs publics, et accepté par ces derniers, soit en retrait par rapport à la première estimation des besoins de sécurisation présentés par le rapport « *Piketty* ».

La DGEC n'a pas contesté le Plan aléas climatiques, malgré le retard pris dans sa mise en œuvre

Selon la DGEC, ERDF a pris du retard dans la mise en œuvre et le suivi du Plan aléas climatiques. Le programme n'a pas pu être, pour l'instant, respecté compte tenu des contraintes financières pesant sur le gestionnaire de réseaux. La DGEC souligne, en outre, qu'ERDF a reconnu ne pas avoir pu mettre en œuvre la politique d'élagage afférente.

La DGEC considère que les objectifs du Plan aléas climatiques sont en ligne avec les objectifs du Contrat de service public construits à partir des préconisations du rapport « *Piketty* ». Cependant, elle indique qu'il sera nécessaire d'amender le Plan aléas climatiques en fonction des conclusions du rapport « *Bellec* », engagé suite aux tempêtes de 2009 et publié le 1er juin 2010.

Encadré n°14 – Le rapport relatif à la limitation de l'impact des évènements climatiques majeurs sur le fonctionnement des réseaux de distribution d'électricité dit rapport « *Bellec* »

Le rapport « *Bellec* » a été établi à la suite de la mission d'inspection relative à la limitation de l'impact des évènements climatiques majeurs sur le fonctionnement des réseaux de distribution d'électricité, demandée par le ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire suite aux trois évènements climatiques majeurs survenus à la fin de l'année 2008 et pendant l'hiver 2009 et ayant causé des dégâts majeurs sur les réseaux électriques français.

Le rapport décrit les caractéristiques majeures des réseaux électriques français et en évalue l'état, et présente les principaux retours d'expérience des différents évènements climatiques survenus depuis 1999 afin de déterminer les technologies et le plan de sécurisation à mettre en œuvre pour sécuriser les réseaux. Il souligne aussi que le contexte institutionnel se prête mal à une optimisation des choix d'investissement en matière de sécurisation.

Le rapport dresse une synthèse des conclusions de la mission en dix points majeurs :

1. À un horizon de quelques années, la continuité de la desserte électrique passe par l'efficacité de la réparation après les tempêtes. Le dispositif de secours en place a fait la preuve de son caractère opérationnel.

2. Les facteurs de fragilité sont cependant durables car le renouvellement des réseaux essentiellement aériens est naturellement très lent.

3. Dans le programme d'ERDF, les investissements de sécurisation passent en dernier après les investissements imposés par les contraintes réglementaires : les déplacements d'ouvrages pour travaux publics, le raccordement des énergies renouvelables (EnR), *etc*.

4. Les investissements de sécurisation d'ERDF sur les réseaux sont difficilement séparables de ceux visant à l'amélioration de la qualité.

5. Le Groupe EDF n'a pas d'intérêt économique à accroître les investissements de réseaux.

6. Une approche économique en termes d'analyse du compte d'exploitation d'ERDF ne conduit pas à relancer les investissements.

7. Pour le Groupe EDF, la seule justification économique des investissements d'entretien préventif des réseaux serait patrimoniale sur le bilan d'ERDF. Mais le contexte institutionnel ne conduit pas à une prise en compte de ces investissements dans la valeur économique ou boursière d'EDF.

8. Pour le réseau public de transport, la situation institutionnelle est claire et RTE est doté d'un plan de

renforcement de son réseau sur la période 2002 à 2017 dont le financement est assuré.

9. En HTA, la responsabilité d'ERDF, et donc du Groupe EDF, quant à la continuité d'alimentation, est largement diluée par les décisions réglementaires et tarifaires gouvernementales prises après avis de la CRE.

10. En BT, la question de la sécurisation concerne particulièrement le milieu rural. Les fonds ne manquent pas, mais la dynamique des acteurs de l'électrification rurale tend à privilégier en général les travaux d'enfouissement à but esthétique sur ceux liés à la sécurisation.

Finalement, selon le rapport « *Bellec* », pour sécuriser les réseaux publics de distribution d'électricité, les mesures techniques à mettre en œuvre consistent à enfouir essentiellement les réseaux en HTA. Cependant, le rapport estime que si l'on compare le montant des travaux de sécurisation menés actuellement avec les informations disponibles concernant l'impact des tempêtes sur les réseaux publics de distribution, il en ressort qu'une augmentation du volume de ces travaux n'est pas nécessairement justifiée sur un plan purement économique, si on se limite à un examen des conséquences des évènements climatiques extrêmes. En revanche, la mission a constaté l'insuffisance d'analyse économique pour définir et ensuite mettre en œuvre le calibrage des investissements de renouvellement des réseaux pour l'ensemble des fonctions qu'on en attend (qualité, continuité de l'alimentation, développement des EnR, automatisation des équipements de réseaux et compteurs évolués).

Il ne peut y avoir de programme de sécurisation sans hiérarchisation par les pouvoirs publics des objectifs à atteindre, notamment en fonction des niveaux de tension. Selon la DGEC, la définition de ce programme est une décision politique appréhendée au regard des contraintes financières. Son suivi ne peut être conçu que nationalement, au travers d'une enveloppe financière globale.

4.2.3. – À partir du Rapport « *Hauet* », une proposition de loi relative à la sécurisation des réseaux de distribution d'électricité contre les intempéries liées aux changements climatiques a été déposée au Sénat

Le rapport « Hauet » prône la sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Encadré n°15 – L'étude technique sur la fragilité des réseaux publics de distribution d'électricité face aux évènements climatiques majeurs demandée par la FNCCR dite rapport « *Hauet* »

Le rapport « *Hauet* », ou « *étude technique sur la fragilité des réseaux publics de distribution d'électricité face aux évènements climatiques majeurs* », est un rapport d'expertise, réalisé par Monsieur Jean-Pierre Hauet à la demande de la FNCCR suite à la tempête *Klaus* du 24 janvier 2009 qui a privé d'électricité 1.700.000 foyers dans la région Sud-ouest.

Le rapport associe la dégradation de la qualité au vieillissement des réseaux et au déficit de renouvellement des ouvrages. Il souligne surtout le besoin de sécurisation, mais propose de faire émerger des objectifs communs de qualité au bénéfice de la continuité d'alimentation en régime normal et en situation exceptionnelle d'exploitation. Les revendications des collectivités concédantes portent également sur des enjeux environnementaux et d'aménagement du territoire.

Le rapport suit une approche en trois étapes :

1. Une phase de diagnostic visant à caractériser l'état actuel des réseaux électriques en France, en le comparant au réseau allemand.

Ainsi l'étude souligne que la vulnérabilité face aux évènements climatiques majeurs est progressivement passée au stade de préoccupation de second rang au profit de la recherche d'une meilleure qualité courante dont les indicateurs excluent les évènements que l'on qualifie d'exceptionnels et dont le temps de retour semble pourtant s'accélérer.

Dans ce contexte où les pouvoirs publics renonçaient eux-mêmes à faire de la sécurisation un objectif primordial, les gestionnaires de réseaux ont consacré l'essentiel de leurs investissements, en forte diminution, à d'autres objectifs.

2. Un bilan des enseignements tirés des tempêtes *Lothar* et *Martin* de 1999 et de la mise en œuvre des recommandations ou décisions qui s'en étaient suivies. Ce bilan a été apprécié à la lueur du comportement des réseaux électriques lors de la tempête *Klaus*.

Le rapport indique qu'il faudrait établir :

- un inventaire des « *points noirs* », en donnant à l'ensemble la cohérence nécessaire, car il n'est pas utile de sécuriser des tronçons d'artère si des risques avérés subsistent en amont ou en aval ;

- des objectifs à long terme bien au-delà de l'expiration, à horizon de 4 ans, du TURPE 3.

Cependant, il convient de rappeler que l'on ne mènera pas de politique de sécurisation cohérente des réseaux sans définir clairement la notion d'investissement de sécurisation et sans en assurer un suivi technique et financier. Un telle politique ne doit pas venir « *à côté* » d'une politique de « *qualité* », mais en constituer une composante essentielle dont les contours doivent être parfaitement définis.

3. Une phase propositionnelle consistant à suggérer et, dans la mesure du possible, à chiffrer trois *scénarii* plausibles de réponse aux évènements de janvier 2009 (un *scénario* de référence et deux *scénarii* alternatifs) :

- la stratégie actuelle, qui correspond à la stratégie sous-jacente à la formation des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité approuvés pour une durée de 4 ans à compter du 1er août 2009. C'est une stratégie de poursuite et d'accélération de la relance des investissements amorcée à partir de 2005. Il est à observer qu'elle n'est pas financée au-delà de l'expiration du TURPE 3 (fin juillet 2013), suppose qu'une capacité de financement suffisante sera laissée à ERDF par son actionnaire (problème du dividende qui sort du champ du rapport) et ne s'inscrit pas dans une vision à long terme claire ;

- une stratégie de cohérence qui consisterait à aligner la stratégie de sécurisation des réseaux publics de distribution sur celle suivie par le réseau public de transport, de façon à parvenir à la même date à un ensemble présentant des niveaux de sécurisation homogènes. C'était d'ailleurs la philosophie du rapport « *Piketty* », qui préconisait un effort de sécurisation supplémentaire de 450 millions d'euros par an sur 15 ans, répartis à raison d'un quart sur le réseau public de transport et de trois quart sur les réseaux publics de distribution. Le réseau public de transport a pris du retard, mais se fait fort de le rattraper et d'atteindre l'objectif de sécurisation fixé à fin 2017 au prix d'une enveloppe globale actualisée à 2,4 milliards d'euros ;

- une stratégie de doublement des efforts : si les ressources mobilisables, ou si les contraintes sur le prix de l'électricité, conduisaient à étaler le *scénario* de cohérence, il semble que le minimum à viser serait le doublement de l'effort de sécurisation (230 millions d'euros$_{2006}$ par an) tel qu'il a été retenu par le Plan aléas climatiques. Cela veut dire un accroissement de l'effort d'investissement d'environ 10 % des investissements totaux d'ERDF afin de parvenir aux alentours de 2025 à une situation assainie. Au point de passage de fin 2017, la simulation effectuée donne un taux moyen d'enfouissement des réseaux en HTA de 51,2 % et un kilométrage de fils nus subsistant de 33.000 kilomètres.

La stratégie de la FNCCR vise à donner la priorité aux réseaux en HTA sans oublier les réseaux en BT

Dans chacun des deux *scénarii* alternatifs au *scénario* de référence, la priorité devrait être donnée au renforcement des réseaux en HTA et à leur mise en souterrain dans une proportion significativement plus importante qu'aujourd'hui, afin de prévenir le retour d'incidents majeurs comme ceux ayant résulté de la tempête *Klaus*.

Après que le rapport « *Piketty* » a mis l'accent sur le renforcement des réseaux en HTB et que ce renforcement est en passe d'être réalisé à fin 2017, il est impératif de mettre l'accent sur la deuxième

composante qui avait été identifiée à l'époque, le renforcement des réseaux en HTA, et d'en faire une véritable priorité nationale. Dans le *scénario* de cohérence, le taux d'enfouissement des réseaux en HTA atteindrait 57,2 % en 2017 contre 46,4 % dans le *scénario* de référence (actuellement 36,3 % en France, 69,5 % en Allemagne et 46,2 % en Grande-Bretagne).

Les réseaux en BT ne doivent pas être négligés et doivent eux aussi être sécurisés. En particulier le traitement des 108.000 kilomètres de fils nus qui, au rythme actuel, ne disparaitront qu'à l'horizon 2033, pourrait être achevé à la mi-2018 si le *scénario* de cohérence était adopté.

Par ailleurs, lors du Congrès de la FNCCR à Annecy, les autorités concédantes présentes ont adopté à l'unanimité, à l'issue de la séance plénière du 23 septembre 2009 intitulée « *Sécurisation des réseaux face aux risques climatiques, où en est-on ?* », une motion sur la sécurisation des réseaux de distribution d'électricité dans laquelle elles demandent :
«

- *l'élaboration de schémas de protection de leurs réseaux contre les risques climatiques, en coordination avec le ou les gestionnaires de ces réseaux ;*

- *la sécurisation des réseaux moyenne et basse tension dans le cadre d'un programme ambitieux d'enfouissement des lignes électriques ou de contournement des zones boisées, nécessitant des efforts d'investissement supplémentaires sur huit à dix ans ;*

- *le redéploiement d'un service de proximité pour l'exploitation des réseaux garantissant un niveau de connaissance du patrimoine concédé, à la hauteur des enjeux.* »

La proposition de loi relative à la sécurisation des réseaux de distribution d'électricité contre les intempéries liées aux changements climatiques veut privilégier la sécurisation des réseaux en BT

Face au constat de dégradation de la qualité établi par le rapport *« Hauet »,* le président de la FNCCR a déposé une proposition de loi, le 20 mai 2009[51].

En effet, le rapport « *Hauet* » rend les caractéristiques physiques des réseaux de distribution d'électricité, majoritairement constitués des lignes aériennes BT à fils nus considérées comme la composante la plus fragile des réseaux aériens, déterminantes dans les facteurs de dégradation de la qualité. Il est, donc, nécessaire que les réseaux publics de distribution d'électricité puissent bénéficier très rapidement d'un effort de modernisation volontariste et de grande ampleur.

En conséquence, la proposition de loi privilégie trois grandes orientations :

- prévoir l'élaboration, par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, en concertation avec leurs gestionnaires de réseaux, de schémas de protection de leurs réseaux contre les risques climatiques, comprenant, d'une part, un diagnostic des fragilités mécaniques de ces réseaux et, d'autre part, des préconisations d'améliorations réduisant ou supprimant ces fragilités ;

- inciter les collectivités territoriales qui perçoivent la taxe sur l'électricité à contribuer financièrement aux travaux de sécurisation des réseaux publics de distribution situés sur leurs territoires ;

- dans le but de favoriser le renouvellement du parc d'ouvrages et l'élimination des lignes obsolètes, préciser le régime des provisions afférentes aux renouvellements à réaliser avant le terme du contrat de concession ; ce contrat en prévoit en règle générale le principe, mais la couverture par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution est, actuellement, juridiquement imprécise, ce qui peut mettre ERDF en difficulté sur ce point.

L'objectif de cette proposition de loi est d'insérer le dispositif constitué des trois orientations dans le chapitre III de la loi du 10 février 2000, relatif à la sécurité et à la sûreté des réseaux et à la qualité de l'électricité.

Selon ERDF, la sécurisation des réseaux électriques de distribution passera prioritairement par l'enfouissement des lignes HTA

---

[51] Proposition de loi n°423 relative à la sécurisatio n des réseaux de distribution d'électricité contre les intempéries liées aux changements climatiques.

Au Congrès de la FNCCR à Annecy en septembre 2009, le président du directoire d'ERDF a reconnu le préjudice subi par ses utilisateurs suite, notamment, à la tempête *Klaus* et a indiqué que le gestionnaire devrait travailler davantage sur l'investissement, sécuriser les réseaux face aux aléas climatiques exceptionnels et intégrer cet objectif dans une politique d'amélioration de la qualité de l'alimentation quotidienne.

ERDF a précisé que le plus important est l'enfouissement des lignes de structure HTA. ERDF prévoit d'ailleurs de doubler l'objectif prévu dans le cadre du Contrat de service public d'enfouissement des réseaux en HTA, passant ainsi de 3.000 à 6.000 kilomètres de structure HTA par an.

ERDF a, par ailleurs, conduit des travaux importants pour que, par un diagnostic des réseaux, ce besoin d'investissement soit mis en évidence. Le gestionnaire de réseaux a indiqué que la réponse tarifaire apportée par la CRE dans le cadre du TURPE 3 confère une meilleure visibilité aux investissements sur quatre ans. En effet, la CRE garantira sur cette période un TURPE qui évoluera de la même façon que l'inflation majorée de 1,3 %. Pour respecter l'engagement d'enfouissement de 6.000 kilomètres par an sur 10 ans, ERDF aura besoin d'une reconduction de la hausse tarifaire du même ordre à partir de 2012.

Résumé

Les parties prenantes au sujet de la qualité de l'alimentation en électricité ont des positions différentes quant aux objectifs et à la stratégie pour les atteindre.

Concernant l'objectif d'amélioration de la qualité, les dispositions réglementaires suscitent des avis plutôt réservés. Lors de la rédaction des textes réglementaires, le gouvernement a fait le choix de prendre en compte les paramètres de la qualité permettant de piloter les investissements afin de prioriser certaines zones géographiques plutôt que de définir un niveau de qualité. Au regard de ce choix, la CRE a estimé que les dispositions réglementaires pourraient conduire à une dégradation de la qualité et a invité le gouvernement à définir de façon plus claire et plus précise la qualité et ses paramètres. La FNCCR considère également que le dispositif réglementaire est insuffisant pour préserver et améliorer la qualité car il ne prend pas assez en compte la sécurisation des réseaux électriques. Enfin, si ERDF estime que le dispositif est satisfaisant, elle indique toutefois que les dispositions concernant le redressement ciblé de la qualité d'alimentation devraient être approfondies. Le Contrat de service public suscite, également, des opinions divergentes. Si la DGEC considère qu'ERDF a, dans l'ensemble, respecté les engagements pris, la FNCCR considère que le Contrat de service public est tout à fait insuffisant dans ses dispositions sur la sécurisation.

Concernant la stratégie à mettre en œuvre, les acteurs du sujet sont aussi divisés. Alors que le rapport « *Piketty* » avait posé les bases d'une politique de sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité, la FNCCR tout comme la DGEC estiment que ces préconisations n'ont pas été suivies par ERDF dans son Plan aléas climatiques. Selon la FNCCR, la vulnérabilité face aux évènements climatiques majeurs est progressivement passée au stade de préoccupation de second rang au profit de la recherche d'une meilleure qualité courante, dont les indicateurs excluent les évènements que l'on qualifie d'exceptionnels. Si ERDF a fait de la sécurisation des réseaux en HTA son objectif principal, pour la FNCCR, l'effort ne devrait pas négliger les réseaux en BT. La DGEC considère, pour sa part, que l'échéance d'un programme de sécurisation est une décision politique appréhendée au regard des contraintes financières. Finalement, la majorité des acteurs constate qu'il ne peut pas y avoir de politique de sécurisation cohérente des réseaux de distribution sans définition claire de la notion d'investissement de sécurisation et sans suivi technique et financier.

Chapitre III. –

Des actions ont déjà été engagées et des résultats obtenus par ERDF en faveur de la qualité de l'électricité

L'amélioration de la distribution d'électricité et de la qualité des réseaux est au cœur des priorités d'ERDF. Depuis trois ans, l'entreprise a mis en œuvre une très forte augmentation de ses investissements dans les réseaux publics de distribution. L'effet de cette reprise massive des investissements sur la qualité des réseaux ne sera évidemment perceptible qu'à terme mais la rupture est nette avec la période de 1998 à 2005 au cours de laquelle la qualité de la distribution d'électricité s'est dégradée et la durée moyenne annuelle de coupure s'est accrue.

1. – Face aux nouveaux enjeux, ERDF adapte son action en faveur de la qualité de l'électricité 88

2. – Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité sont les principales sources de financement des dépenses destinées à l'amélioration du niveau de la qualité de l'alimentation 156

1. – Face aux nouveaux enjeux, ERDF adapte son action en faveur de la qualité de l'électricité

Après avoir abordé l'organisation managériale d'ERDF qui a été, fortement, décriée et mise en cause par les autorités concédantes, cette partie du rapport fait le bilan de l'action du distributeur en faveur de la qualité de l'alimentation, que ce soit tant sur le plan des investissements que sur celui de la maintenance et lors des situations de crise.

1.1. – ERDF a adapté son organisation territoriale afin de rationaliser ses actions

L'organisation d'ERDF a évolué à de nombreuses reprises ces dernières années pour atteindre une structure régionale par métiers. Selon ERDF, cette nouvelle organisation, qui s'appuie sur l'autonomie des régions, permet une meilleure rationalisation de la répartition des enveloppes de maintenance et de l'effort d'investissement. À l'inverse, les autorités concédantes estiment que cette organisation, trop centralisatrice, les éloigne de la décision.

Un exemple d'organisation territoriale sur un département, celui de la Dordogne, est présenté, avec l'historique des investissements permettant de faire apparaître les conséquences de la nouvelle organisation en matière de qualité.

1.1.1. – ERDF a adapté son organisation territoriale

La fin des années 1990 a marqué l'engagement d'EDF Réseau Distribution dans un processus de changement de ses modes d'organisation et de gestion. L'entreprise publique a alors entrepris de redéfinir les mécanismes de coordination et d'évaluation de son activité, afin de s'adapter plus étroitement et plus rapidement à l'environnement externe. Pour s'ajuster à cet environnement, perçu comme de plus en plus exigeant du fait de l'ouverture des marchés à la concurrence et des attentes de la clientèle, l'entreprise s'est attachée à accroître la flexibilité de l'organisation et à introduire un pilotage par l'aval.

Avant l'ouverture des marchés : une organisation départementale par centre

Jusqu'à l'ouverture des marchés de l'électricité en 2000, le territoire était divisé en 102 centres de distribution dont les frontières ne coïncidaient pas précisément avec celles des départements[52]. Chaque centre, qui comptait de 400 à 2.000 agents, avait en charge la conduite, l'exploitation, la maintenance, le dépannage et les investissements sur l'ensemble du territoire qui lui était dévolu.

Les centres de distribution étaient, également, responsables de l'accueil et de la technique clientèle, des fonctions « *support* » et « *logistique* », de la communication avec les autorités concédantes mais surtout, les centres possédaient des activités de commercialisation demeurées depuis au sein d'EDF SA.

[52] Ce découpage comprenait, également, la Corse et les départements d'outre-mer.

Carte n°3 – Ancienne organisation départementale d 'EDF Réseau Distribution

Source : ERDF

L'ouverture des marchés de l'électricité a remis en question cette organisation. La séparation des activités de réseaux et de commercialisation qui en a résulté a, en effet, conduit les activités de support des centres sous leur taille critique de fonctionnement. Dans le même temps et selon ERDF, le passage aux 32 heures a aggravé les contraintes de maîtrise des coûts. À cela se sont ajoutés les progrès des technologies de l'information, qui ont conduit à une rationalisation des tâches. Dans ces conditions, la moindre activité ne requérait plus la même présence locale des compétences. Par ailleurs, les frontières territoriales très marquées limitaient la solidarité entre les centres.

Ces constats ont conduit EDF Réseau Distribution à mener plusieurs réorganisations managériales depuis la fin des années 1990, la dernière ayant été mise en place à partir de 2007. Au cours de cette période, l'ensemble des directions du gestionnaire de réseaux engagea un processus reposant sur un double principe d'autonomisation et de responsabilisation des directions régionales.

Depuis l'ouverture des marchés : une organisation régionale par métiers

Les orientations de la nouvelle organisation territoriale d'ERDF

À présent, le territoire français est divisé en huit « *régions ERDF* ». ERDF a donné à chacune de ces régions une taille comparable à celle d'un distributeur européen moyen, estimant que cette dimension était bien adaptée à l'activité de distribution. Ainsi, ERDF a souhaité que chaque région bénéficie d'une très large autonomie. Chacune d'elles est responsable de sa performance globale, dont le cadre est défini par un contrat de performance passé entre les services centraux et le Directeur des opérations en région (DOR). ERDF estime, par ailleurs, que la taille des nouvelles entités régionales permet de mener une meilleure politique.

Carte n°4 – Organisation régionale d'ERDF

Source : ERDF

Les régions relèvent du service commun ERDF-GrDF. Chaque agent y a ainsi un double employeur, même si son activité est dédiée à une seule des deux énergies. Les régions comptent chacune entre 3.500 et 5.000 agents au moins partiellement affectés à l'électricité[53].

Figure n°26 – Service commun d'ERDF et de GrDF

Source : CRE

Cette réorganisation géographique s'est accompagnée d'une réorientation des activités par filière-métier. Ce choix, cohérent avec la large autonomie laissée aux régions, a également pour vocation de renforcer le professionnalisme des agents et la productivité de l'entreprise.

Cette nouvelle organisation a, également, entraîné une certaine concentration des implantations de l'entreprise. Toutefois, selon ERDF, ce relatif éloignement du terrain était inéluctable compte tenu de la séparation des activités consécutive à l'ouverture des marchés de l'électricité, mais ce redéploiement n'a pas entraîné de conséquence négative sur la qualité du service. En effet, avec le progrès des

[53] ERDF compte en outre 1.200 agents dans ses services centraux.

communications, les astreintes de dépannage sont à présent organisées à partir du domicile et non plus à partir des agences de l'entreprise. Les activités de service après vente peuvent désormais être, également, délocalisées.

Selon ERDF, son organisation régionale se trouve, en outre, plus indiquée en cas d'évènement climatique de grande ampleur.

L'organigramme régional d'ERDF

Sous la direction du directeur des opérations en région sont placées les directions territoriales, les unités métiers et les directions de responsabilité régionale.

Figure n°27 – Exemple d'organigramme régional d'ER DF : la région Sud-Ouest

Source : ERDF

Les directions territoriales

Les directions territoriales relèvent du DOR. Le Directeur territorial (DT) a pour mission d'être le représentant départemental d'ERDF auprès des pouvoir publics, des élus, des services de la protection civile, des associations, des autorités sanitaires, des syndicats professionnels, des sous-traitants, des médias et surtout des autorités concédantes. En tant que tel, il est signataire du contrat de concession, porte le Compte rendu d'activité de concession (CRAC) et doit assurer le suivi des demandes du concédant. De l'aveu même d'ERDF, de larges progrès demeurent à accomplir dans ce dernier exercice.

Le DT, en tant que président du « *comité territorial* », doit notamment contribuer à définir les priorités des métiers sur le territoire et participe à la résolution des problèmes sociaux. Son rôle se prolonge en cas de crise. Le DT est alors amené à gérer la crise, à assurer la relation avec les autorités et les élus et à être le porte-parole d'ERDF. Pour accomplir l'ensemble de ces missions, le directeur territorial est secondé par 5 à 10 collaborateurs, dont les Interlocuteurs privilégiés (IP). Dans 75,8 % des cas, le DT cumule cette tâche avec la direction d'une unité métier. En effet, ERDF ne souhaitait pas changer tous les interlocuteurs des collectivités simultanément lors de la réorganisation. ERDF a, en outre, rencontré des difficultés liées au service commun ERDF-GrDF.

Les unités « métier *»*

Sous l'autorité du DOR, le territoire de chaque région ERDF est subdivisé en plusieurs unités « *métiers* » appartenant au service commun :

- plusieurs Unités réseau électricité (URE) ;
- plusieurs Unités clients et fournisseurs (24 UCF au total en France) en charge des raccordements, des interventions pour les prestations annexes et de la relève ;
- plusieurs Unités réseau gaz.

Chaque région ERDF compte également une unité services et logistique.

Les Unités réseau électricité

Au nombre de 23, les URE assurent la conduite, l'exploitation, le dépannage, la maintenance et les travaux sur les réseaux. Elles participent, également, à la définition des budgets de maintenance et d'exploitation. Leur découpage correspond approximativement aux régions administratives. Chacune d'elle regroupe entre 320 à 1.500 agents.

Chaque URE s'organise autour de plusieurs agences et bureaux :

- les agences d'exploitation (entre 8 et 25 par URE) assurent l'accès et la sécurité des ouvrages, le dépannage et la maintenance des réseaux et des postes ;
- les bureaux d'exploitation (entre 1 et 6 par URE) organisent les interventions des agents d'exploitation chargés de l'accès, de la sécurité des ouvrages et du dépannage des installations[54]. Les bureaux d'exploitation sont, actuellement, en cours de regroupement. Leur concentration optimale n'a pas encore été déterminée, mais dépendra des régions ERDF, au regard de la répartition exacte du travail entre les agences et bureaux au sein de chaque région ;
- les groupes de Travaux sous tension (TST) réalisent les travaux sous tension sur les réseaux en HTA (l'activité est sous-traitée pour les réseaux en BT). À l'échelle nationale, les URE regroupent plus de 900 agents TST HTA (ce chiffre est stable depuis 2 ans) répartis sur 3 ou 4 sites par URE. Les effectifs de travailleurs TST ont diminué durant la dernière décennie mais aujourd'hui, ERDF doit assurer le maintien de ces compétences. Les Plans à moyen terme (PMT) prévoient ainsi le maintien de leurs effectifs ;
- les Agences de maintenance et d'exploitation des postes sources (AMEPS – de 3 à 4 par URE) assurent l'exploitation et la maintenance des postes sources HTB/HTA. L'exploitation des postes nécessite approximativement 50 personnes par URE ;
- les agences d'ingénierie réseau et postes sources (de 2 à 5 par URE) assurent la maîtrise d'œuvre des travaux sur les réseaux et postes. Ces agences comptent près de 4.000 chargés d'affaires au total ;
- les Centres d'appels dépannage (CAD) réceptionnent les appels des utilisateurs pour le dépannage. Il y a 7 centres d'appels en France, pour 23 URE, qui reçoivent près de 6 millions d'appels par an ;
- les Agences de conduite réseau (ACR – de 1 à 2 par URE) assurent la surveillance et les manœuvres à distance sur les réseaux en HTA et les postes sources HTB/HTA.

Au sein des URE, les agences d'exploitation, les CAD et les ACR fonctionnent 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7.

---

[54] Ce sont ces agents que la GMAO-R a vocation à assister, de façon à organiser les journées des agents de terrain à partir de la localisation géographique des interventions et de leur mixage entre imposées et délibérées.

Les directions de responsabilité régionale

Quatre directions placées auprès du DOR assurent la conduite des opérations en région :

- une direction « *réseau et patrimoine* » ;
- une direction « *clients et fournisseurs* » ;
- une direction « *ressources humaines* » ;
- une direction « *gestion* ».

Parmi ces directions, la direction « *réseaux et patrimoine* » joue un rôle important dans la définition des investissements et des opérations de maintenance. Cette direction est exclusivement dédiée à l'électricité. En effet, cette direction assure le rôle de maîtrise d'ouvrage concernant les postes sources HTB/HTA et les réseaux en HTA et prend les décisions d'investissement correspondantes. Elle s'appuie pour ce faire sur les Bureaux d'études réseau électricité (BERE) En effet, les activités de maîtrise d'ouvrage gaz n'appartiennent pas au service commun. Elles sont directement rattachées à des directions de GrDF bi-régionales qui chapeautent le service commun dans l'organigramme de GrDF.

Les unités opérationnelles nationales

En collaboration avec les « *régions* », cinq « *unités opérationnelles nationales* » sont pilotées par les services centraux. Le rôle de ces unités opérationnelles est de gérer certaines problématiques transversales aux régions :

- le Service d'approvisionnement logistique (SERVAL) assure la distribution des matériels sur le territoire à partir de 11 magasins répartis pour minimiser les durées d'approvisionnement. Selon ERDF, toute unité « *métier* » est située à moins de 4 heures d'un de ces magasins ;
- l'Unité opérationnelle achats (UOA) ;
- l'Unité opérationnelle informatique (UOI) ;
- l'Unité opérationnelle formation (UOF) ;
- l'Unité de comptabilité nationale (UCN).

Les agents du SERVAL, de l'UOI et de l'UCN font partie du service commun et sont, donc, administrativement rattachés aux régions, même s'ils sont pilotés par les services centraux. Par contre, l'UOA et l'UOF assurent des activités purement électriques et sont, donc, rattachées aux services centraux à part entière.

Pour ERDF, la nouvelle organisation a eu des conséquences positives sur ses performances

Lors de son audition par la CRE, ERDF a présenté les conclusions qu'elle tire de la mise en œuvre de sa politique managériale lors de cette dernière décennie. Selon ERDF, son évolution organisationnelle a des résultats positifs en termes, notamment, de baisse des accidents du travail, d'augmentation des gains de productivité ou d'amélioration de la réactivité. Par ailleurs, elle a permis de mettre en place un processus décisionnel des investissements plus adapté.

Les accidents du travail sont en baisse constante

Selon ERDF, l'organisation régionale par métier permet de gagner en professionnalisme. La fréquence des accidents du travail, notamment, montre une nette inflexion :

Figure n°28 – Évolution de la fréquence des accidents du travail (ramené au nombre d'agents)

Source : ERDF

ERDF fait valoir que cette décroissance lui a permis d'entrer dans le premier quartile des grandes entreprises françaises en matière d'accidents du travail. La légère dégradation des chiffres observée en 2005 correspond à la sortie des équipes de gestion clientèle des personnels pris en compte pour le calcul de l'indicateur.

Selon ERDF, le rôle de l'externalisation dans cette évolution, même si le manque de recul ne permet pas de l'analyser pour le moment, semble plutôt limité dans la mesure où celle-ci ne concerne surtout que les métiers moins dangereux.

Les gains de productivité ont augmenté

Cette nouvelle organisation a entraîné une certaine concentration des implantations de l'entreprise ce qui, selon ERDF, a permis des gains de productivité. ERDF l'illustre en exposant l'évolution du nombre d'agents pour 1.000 utilisateurs :

Figure n°29 – Évolution du nombre d'agents pour 1.000 utilisateurs (à périmètre constant)

Source : ERDF

Ce graphique s'applique au périmètre des activités actuellement dans le giron d'ERDF.

La réactivité des équipes de dépannage d'ERDF lors des coupures s'est améliorée

Lors de son audition par la CRE, ERDF a présenté l'évolution de la durée de dépannage pour rétablir l'alimentation. Selon ERDF la constance de cet indicateur, malgré une hausse du nombre moyen d'incidents et la diminution de la durée moyenne de localisation des incidents, traduit une amélioration de la réactivité des agents.

Figure n°30 – Évolution de la durée de rétablissem ent de l'alimentation pour les incidents sur les réseaux en HTA

Source : ERDF

ERDF estime que ces données sont représentatives de la situation de l'ensemble de ses territoires. Par ailleurs, ERDF n'a observé aucune dérive entre les durées de rétablissement de l'alimentation sur défaut BT par rapport aux défauts survenus en HTA.

Ce constat positif est cependant critiqué par les autorités concédantes et les organisations syndicales d'ERDF, notamment en raison de son caractère centralisateur

Si ERDF se montre relativement satisfait de sa nouvelle organisation managériale, il n'en demeure pas moins que ce constat n'est pas partagé par tous et en particulier par les autorités concédantes. En tout état de cause, l'impact de cette nouvelle organisation sur la qualité d'alimentation ne pourra être réellement perceptible que dans quelques années.

L'adaptation de l'organisation territoriale d'ERDF a été fortement critiquée par les autorités concédantes, notamment du fait de son caractère centralisateur. Un diagnostic similaire a été apporté par la plupart des organisations syndicales d'ERDF. Les autorités concédantes estiment, en effet, que la nouvelle organisation d'ERDF n'est pas adaptée aux enjeux qui entourent aujourd'hui la qualité d'alimentation en électricité.

La FNCCR critique la distance, induite par la réorganisation d'ERDF à l'échelle régionale, entre les réseaux et le gestionnaire de réseaux

La FNCCR insiste, d'une part, sur le fait qu'ERDF doit se réapproprier une connaissance du terrain qui aujourd'hui lui fait défaut en raison d'une réorganisation à l'échelle régionale et suprarégionale. Elle souligne que cette réorganisation éloigne ERDF de l'autorité concédante et nuit à des relations partenariales de terrain constructives.

La FNCCR regrette, d'autre part, la recentralisation de l'Agence de conduite réseau à une maille suprarégionale, dans la mesure où cette organisation managériale aurait parfois entraîné lors des tempêtes de janvier 2009 des engorgements et, donc, d'importants délais, de l'ordre de la demi-journée, entre la réparation des incidents et l'autorisation de remise sous tension.

Les autorités concédantes estiment que la nouvelle organisation d'ERDF est à l'origine de graves dysfonctionnements lors de la gestion des crises

La FNCCR indique que les dysfonctionnements dans la gestion des crises, notamment lors de la tempête *Klaus*, sont la conséquence directe de la réorganisation territoriale et managériale d'ERDF. Ainsi la FNCCR estime que la nouvelle organisation a fait perdre au concessionnaire la connaissance de ses réseaux. Selon elle, la réorganisation d'ERDF a induit une tendance à la réduction des moyens humains de terrain, qui permettaient d'assurer une meilleure détection des incidents. Dans ce contexte, la FNCCR considère que les équipes locales d'ERDF et les agents des FIRE devraient davantage se rapprocher des chargés de missions des autorités organisatrices qui possèdent la connaissance des réseaux qu'ERDF a perdue.

Ce rapprochement permettrait de dresser la liste des sites particulièrement sensibles (établissement de santé, centraux téléphoniques, stations de pompage, signalisation routière et ferroviaire, stations d'épuration, *etc.*), condition nécessaire de l'amélioration du déploiement de son parc de groupes électrogènes.

Comme la proximité du concessionnaire, tant dans la connaissance des réseaux que vis-à-vis des collectivités territoriales et des élus, est au cœur de la notion de service public, la FNCCR estime qu'ERDF ne remplit plus correctement ses missions de service public.

Face à ces critiques, ERDF indique que la mise en place de la nouvelle organisation nécessite du temps pour être complètement fonctionnelle

ERDF est conscient de la mauvaise lisibilité de sa nouvelle organisation matricielle et de la place du directeur territorial au sein de cette organisation. ERDF rappelle que sa filialisation a été décidée pour garantir son indépendance vis-à-vis de sa maison-mère. Dans l'optique de l'ouverture des marchés qui y présidait, ERDF convient que les enjeux entrepreneuriaux ont été longtemps mis en retrait. Son organisation managériale est ainsi encore en mouvement.

ERDF constate qu'elle reste perçue comme un interlocuteur de confiance, qui n'a pas pour unique objectif de maximiser son profit. Dans un cadre européen, dont le seul axe demeure l'ouverture des marchés de l'électricité, la nouvelle organisation d'ERDF vise à faire vivre celle-ci dans les territoires.

Les positions des autorités concédantes tranchent, donc, avec l'analyse positive d'ERDF. À ce stade, il est encore difficile de départager les points de vue, l'impact de la nouvelle organisation managériale sur la qualité, ne pourra s'apprécier qu'à moyen terme. En tout état de cause, la réorganisation opérée par ERDF a suscité beaucoup d'incompréhension de la part de la FNCCR.

La FNCCR et les autorités concédantes rencontrées ont, par ailleurs, réaffirmé qu'elles souhaitaient être pleinement intégrées au processus de programmation des investissements. À ce jour, ERDF se contente de les informer sur les investissements réalisés l'année précédente et ceux prévus pour l'année en cours.

1.1.2. – La nouvelle organisation managériale d'ERDF vise à rationaliser le cycle décisionnel des investissements et des dépenses de maintenance du gestionnaire de réseaux

Selon ERDF, la précédente organisation ne permettait pas l'instauration d'un réel dialogue entre les niveaux national et local. En effet, vu le nombre important de centres, le niveau national était noyé sous l'expression de leurs besoins. Le cycle décisionnel se résumait souvent à la définition d'une enveloppe nationale répartie par centres au *prorata* des budgets de l'année précédente. Ainsi, les centres les plus mal dotés le restaient même si leurs besoins étaient légitimes.

Aujourd'hui, le pilotage des investissements se fait en plusieurs étapes. Il s'agit tout d'abord d'élaborer une vision stratégique nationale qui sera déclinée au niveau régional. Sur la base de ces stratégies régionales, s'entame alors une phase d'échanges entre les régions et les services centraux pour construire les budgets régionaux d'investissement. Le comité exécutif d'ERDF procède ensuite à un arbitrage pour établir les montants annuels. Enfin, les allocations sont réparties entre les régions et font l'objet d'un suivi. Les dépenses de maintenance sont dépendantes des choix stratégiques d'investissement et font, elles aussi, l'objet d'un suivi.

Le PINSSO résume la vision stratégique d'ERDF au niveau national

En 2008, le directoire d'ERDF a élaboré un Projet industriel, social et sociétal (PINSSO), traçant l'avenir de l'entreprise sur plusieurs années. Le PINSSO donne à ERDF un cadre qui place les investissements qu'elle réalise dans une perspective indispensable compte tenu de l'impact des décisions à long terme.

Le vieillissement progressif du patrimoine et le redressement de la qualité y figurent comme les enjeux fondamentaux de la stratégie industrielle d'ERDF. Jusqu'alors, compte tenu de la dynamique des investissements dans les réseaux publics de distribution avant le milieu des années 90, la question du vieillissement du patrimoine ne faisait pas partie de la culture des distributeurs.

Sur la question du redressement de la qualité, le PINSSO précise qu'une attention particulière doit être portée sur les territoires en retrait.

Le PINSSO est à destination de l'ensemble des régions.

Du niveau national au niveau régional : du PINSSO aux PRISME

À partir du PINSSO, la politique stratégique et industrielle de l'entreprise est déclinée au travers des Plans régionaux d'initiatives stratégiques et managériales d'électricité (PRISME). Ces PRISME orientent la politique « *réseaux* » de chaque région en tenant compte des spécificités de chacune. Ils offrent une visibilité à 3 ans glissants et sont validés par la direction d'ERDF.

Par exemple, le PRISME de la région Auvergne Centre Limousin amène cette région à se concentrer sur le Plan aléas climatiques et sur la qualité. Ce plan régional anticipait, également, une baisse du nombre de raccordements d'utilisateurs en BT ≤ 36 kVA pour 2009 et 2010, en lien avec le ralentissement économique actuel.

L'élaboration des budgets : les PMT et le classement des investissements

Les Plans moyens termes (PMT) régionaux sont élaborés sur la base des PRISME, d'enquêtes régionales et des résultats de l'année précédente. Ils sont établis pour un horizon de 3 ans glissants et sont assortis de prévisions budgétaires. Cette vision pluriannuelle est en effet indispensable à la bonne gestion des politiques d'investissement annuelles. Le démarrage de travaux en début d'année suppose de lancer les premiers appels d'offres afférents au mois d'avril de l'année précédente, soit bien avant l'adoption des enveloppes annuelles d'investissement, qui ont lieu au dernier trimestre de l'année précédente. L'existence des PMT permet, dès lors, d'engager des ressources pour l'année *N+1* bien avant l'adoption des enveloppes annuelles d'investissement. La bonne gestion des allocations annuelles nécessite, donc, d'avoir une vision pluriannuelle.

La région Auvergne Centre Limousin souligne ainsi que, pour achever les investissements qui vont être réalisés grâce à l'allocation 2010, les marchés ont du être contractualisés dès avril 2009.

La construction des budgets régionaux donne lieu à une négociation entre les régions et les services centraux. Cette organisation a pour objectif de rompre avec le précédent mode de « *dialogue* » entre le niveau local et les services centraux dans la construction de ces budgets régionaux. Dans l'organisation passée, à la maille du centre de distribution, il était en effet difficile de débattre des trajectoires et budgets d'investissement en présence des cent directeurs de centre. Bien que la maille actuelle puisse être considérée comme trop grande par les autorités concédantes, ERDF considère que celle-ci permet un meilleur dialogue sur la planification des réseaux car la négociation s'effectue en présence de neuf acteurs seulement : les 8 régions ERDF et les services centraux.

La négociation porte sur les montants, mais également sur les types d'investissement (finalités) à mettre en œuvre. À cet effet, les investissements sont classés selon leur finalité en 5 catégories :

1. Les investissements dits « *imposés* », comprenant le raccordement des utilisateurs (coûts de branchement et d'extension) et les déplacements d'ouvrage pour voirie ;

Les autres catégories regroupent les investissements dits « *délibérés* » :

2. Les investissements délibérés de « *renforcement des réseaux* » visant à lever les contraintes électriques de tension ou de courant ;

3. Les investissements délibérés de « *sécurité, environnement et obligations réglementaires* » contribuant, notamment, au remplacement des transformateurs contenant des traces de Polychlorobiphényles (PCB), au versement du cofinancement des ouvrages entrant dans le cadre de l'« *article 8* »[55], au programme de Mise à la terre des neutres (MALTEN) et à d'autres actions liées à l'environnement et à la sécurité ;

4. Les investissements délibérés destinés à la « *qualité de la desserte* » qui regroupent les actions de sécurisation, dont notamment le PAC, les actions de renouvellement et d'autres actions liées à la fiabilité et à la réactivité ;

5. Les investissements délibérés de « *moyen d'exploitation, système d'information, logistique* » contribuant, notamment, à l'achat des véhicules, des matériels et de l'outillage, ainsi qu'à l'amélioration des systèmes d'information cartographiques.

Les investissements « *imposés* » et « *délibérés* » constituent deux enveloppes indépendantes. En 2008, chacune d'elles a représenté, approximativement, la moitié des investissements d'ERDF.

L'enveloppe des investissements « *imposés* » sera amenée à croître devant la hausse des raccordements d'installations de production décentralisées, notamment photovoltaïques.

Si les investissements relatifs à la « *qualité de la desserte* » sont les seuls à avoir pour unique finalité la continuité d'alimentation, les cinq catégories d'investissements présentées ci-dessus contribuent à l'amélioration du niveau de la qualité d'alimentation, y compris les investissements « *imposés* ».

Les régions remontent leurs prévisions budgétaires par finalité en fonction de leur contribution aux programmes nationaux et de leurs spécificités.

Les PMT régionaux viennent alimenter un PMT national. Ce dernier prend, donc, en compte à la fois les grandes ambitions nationales issues du PINSSO et reprises dans les régions et les contraintes réglementaires, mais aussi les particularités régionales.

L'arbitrage du COMEX : la définition des investissements annuels

Sur cette base, le Comité exécutif (COMEX) d'ERDF arbitre un volume national d'investissements « *imposés* » et « *délibérés* », détaillé par catégorie et un volume national global de charges d'exploitation consacrés à la maintenance au sein des charges d'exploitation maîtrisables. Cette décision est prise sur avis des différents métiers et en fonction des priorités d'ERDF et de ses capacités de financement. Pour y parvenir, ERDF considère que l'enveloppe qu'elle a présentée, et qui a été retenue dans le cadre de l'élaboration de la proposition tarifaire, constitue un niveau d'investissement maximum que le gestionnaire de réseaux intègre dans la construction de ses trajectoires financières suite aux discussions avec la CRE lors de l'élaboration du TURPE 3.

ERDF estime que ses choix nationaux de répartition des investissements reflètent l'importance qu'elle accorde à la sécurisation et au renouvellement, deuxième poste le plus important :

[55] Article 8 intitulé « *Intégration des ouvrages dans l'environnement* » du modèle de cahier des charges de concession.

Figure n°31 – Investissements prévus au PMT en 2009

Source : ERDF

La trajectoire des investissements présentée par ERDF à l'occasion du TURPE 3 a été utilisée comme référence pour projeter les investissements des régions sur le PMT 2009-2011.

La répartition des investissements entre les régions

Les allocations par finalité sont ensuite distribuées de la façon suivante :

- une allocation annuelle est attribuée aux régions au mois de décembre de chaque année (allocation par programme dans une perspective pluriannuelle) ;

- un pilotage mensuel est opéré tout au long de l'année.

En cas d'évènement exceptionnel, les investissements délibérés consacrés à la qualité sont maintenus en procédant à des ajustements. Ces ajustements peuvent être de deux types :

- une augmentation de l'enveloppe (sur décision du COMEX) ;

- un décalage éventuel des programmes d'investissements.

Les ajustements représentent une somme marginale : environ 40 millions d'euros en 2009 sur les 2 milliards d'euros d'enveloppe des investissements.

Le schéma suivant résume le cycle d'allocation des investissements :

Figure n°32 – Cycle décisionnel des investissements d'ERDF

Source : ERDF

La nouvelle organisation permet de responsabiliser les régions et de réaliser un meilleur suivi de leurs actions

En parallèle du cycle décisionnel des moyens alloués aux régions, ces dernières s'engagent, dans le cadre de contrats de performance, sur l'atteinte d'objectifs chiffrés. Ces contrats sont basés sur des indicateurs représentatifs de la performance des régions dont ceux relatifs à la qualité d'alimentation sont les suivants :

- le « *critère B filtré* »[56] ;
- le montant réalisé d'investissements ;
- le montant réalisé des dépenses de maintenance préventive ;
- le taux de fonctionnement des organes de manœuvre télécommandés ;
- le taux de réalisation de l'élagage des réseaux en HTA ;
- le montant réalisé des dépenses d'élagage ;
- le ratio des dépenses de maintenance corrective et préventive ;

Les cibles attribuées à chaque indicateur sont fixées en lien avec les moyens attribués aux régions en termes d'investissement et de dépenses de maintenance.

Au-delà de cette contractualisation, l'action des régions fait l'objet d'un suivi très détaillé. Ce suivi couvre les principaux objets du métier « *réseau* » au travers d'une cinquantaine d'indicateurs. Ces indicateurs permettent, notamment, de juger de l'avancement et de l'efficacité des programmes régionaux d'investissement et de maintenance. Ce suivi est réalisé sur l'ensemble du cycle de gestion : de la prévision jusqu'à la réalisation.

Selon ERDF, les pratiques décrites ci-dessus n'auraient pas pu être mises en œuvre avec l'ancienne organisation, le nombre de centres étant trop important pour permettre la contractualisation et un suivi efficace.

Les investissements font l'objet d'un suivi à la fois technique et financier

Les investissements des régions font l'objet d'un contrôle au travers du suivi d'un « *management par processus* ». Les critères d'évaluation retenus sont à la fois techniques et financiers et assurent un suivi pendant l'ensemble du cycle de gestion, de la prévision à la réalisation.

[56] Le « *critère B filtré* » a pour objet d'éliminer l'impact des aléas climatiques de grande ampleur qu'ERDF définit en fonction du nombre d'incidents recensés dans une journée sur le « *critère B* ».

Les critères techniques évaluent dans quelle mesure les investissements réalisés contribuent à atteindre la cible de qualité. Dans ce cadre, les indicateurs clefs couvrent les principaux objets du métier « *réseau* » :

- le nombre de départs HTA en contrainte de tension ;
- le nombre d'utilisateurs mal alimentés traités dans le domaine concédé à ERDF ;
- la longueur de réseaux aériens en HTA déposée ;
- la longueur de réseaux aériens en HTA à « *risque avéré* » (suivant le recensement établi dans le Plan aléas climatiques) déposé ;
- la longueur d'ossatures aériennes en HTA à « *risque avéré* » déposées ;
- le nombre de communes pour lesquelles a été sécurisé, dans l'année, un site accessible au public ;
- le nombre de contrôles commandes de postes sources HTB/HTA remplacés ;
- le nombre de boîtes HTA remplacées préventivement ;
- la longueur de réseaux souterrains en HTA remplacés pour obsolescence ;
- le nombre de nouveaux Organes de manœuvre télécommandés (OMT) mis en service ;
- le nombre d'incidents aériens en HTA ;
- le nombre d'incidents souterrains en HTA ;
- le « *critère B* » incident en HTA filtré.

Des critères financiers assurent en outre le respect des budgets, la maîtrise des coûts unitaires et la complémentarité entre les dépenses d'exploitation et les investissements.

Les dépenses de maintenance font l'objet d'un suivi technique

Les critères techniques évalués dans ce cadre sont les suivants :

- le « *critère B travaux* »[57] hors PCB ;
- le « *critère B travaux* » total ;
- le taux de disponibilité des OMT sur incident ;
- les longueurs de réseaux en HTA et BT élaguées ;
- les longueurs de réseaux diagnostiquées (visites en hélicoptère) ;
- le nombre de mesures de terre effectuées ;
- le nombre de prises de terre mises à niveau ;
- les dépenses de maintenance et sécurité des tiers (nouveau périmètre à partir de 2009).

[57] Le « *critère B travaux* » comptabilise le temps de coupure dû aux interventions des gestionnaires de réseaux pour la maintenance et le développement des réseaux.

La participation des autorités concédantes à l'établissement du programme d'investissement

ERDF ne construit pas sa vision budgétaire à 3 ans définie dans les PMT en concertation avec les autorités concédantes.

La collaboration entre les collectivités territoriales et ERDF reste à construire. À l'occasion du congrès de la FNCCR à Annecy en septembre 2009, les collectivités locales ont confirmé leur souhait qu'ERDF construise sa vision budgétaire, s'agissant des investissements, en concertation avec elles. Ce point a fait l'objet d'un engagement du président du directoire d'ERDF.

1.1.3. – Le département de la Dordogne illustre cette évolution organisationnelle

Le département de la Dordogne compte 417.000 habitants pour environ 9.200 km², ce qui en fait le 3ème département de France par la superficie, caractérisé par sa faible densité de population (45 habitants/km²), la dispersion de son habitat, sa topographie très vallonnée et la longueur de ses réseaux par habitant. Il s'agit d'un département qui ne compte que quelques industries, notamment d'armement, mais surtout de nombreuses PME artisanales. C'est un département rural, dont 536 communes sur 557 sont placées sous le régime de l'électrification rurale.

Le département étant à 45 % boisé, les 23.900 kilomètres de réseaux du département (10.400 kilomètres en HTA et 13.500 kilomètres en BT) sont particulièrement exposés aux intempéries, compte tenu du faible taux d'enfouissement, 23 % des lignes HTA et BT, et des 2.800 kilomètres de fils nus en BT encore en service.

Tous les réseaux de distribution d'électricité du département sont sous concession d'ERDF.

La structure managériale territoriale d'ERDF, présentée en figure 27, est une organisation à forte orientation opérationnelle à l'échelle de la « *région ERDF Sud-Ouest* » qui couvre les régions Midi-Pyrénées et Aquitaine ainsi que le département de la Lozère.

Le circuit de maintenance s'est adapté à l'évolution de la structure territoriale d'ERDF pour un dépannage plus rapide

Deux agents de maîtrise (un pour la zone Nord et un pour la zone Sud du département appartenant à l'agence d'exploitation) sont mobilisables en astreinte d'exploitation par le Centre d'appels dépannage (CAD). Le département compte, en outre, une douzaine d'agents d'astreinte à domicile, plus une dizaine immédiatement mobilisable. Ces agents disposent de véhicules équipés pour les dépannages simples. En cas de dépannage plus important, ils doivent passer par l'une des 6 bases réseaux du département pour se saisir de l'équipement nécessaire.

Les actions de dépannage curatif

Les défauts sur les réseaux en HTA sont instantanément détectés par l'ACR qui en informe l'agent de maîtrise concerné pour le traitement du dépannage et le CAD pour information. Lorsque le défaut est signalé par un client, un questionnaire permet aux agents du CAD de mieux renseigner l'évènement et de filtrer les demandes. Le CAD fait alors appel aux agents de maîtrise, selon leur localisation géographique.

Les actions de dépannage préventif

Sur signalement, l'agence d'exploitation renseigne l'observation dans la base de données de l'unité réseau destinée à la maintenance préventive. Dans les jours suivants, un technicien est dépêché sur place pour en évaluer la criticité. Si cela s'avère nécessaire, les agents de maîtrise font alors appel à une entreprise de travaux pour traiter le problème signalé.

Les demandes des collectivités locales font l'objet d'un traitement particulier. Chaque maire possède un Interlocuteur privilégié au sein de la direction territoriale. Celui-ci transmet les demandes des collectivités locales lors des réunions mensuelles entre la direction territoriale et les unités « *métiers* ». À la suite de cette réunion, l'Interlocuteur privilégié tient la collectivité locale informée du traitement de sa réclamation, mais c'est la direction « *métier* » qui en décide.

La région Sud-Ouest présente, au niveau de la continuité d'alimentation, une plus grande sensibilité climatique et une durée moyenne de coupure en décalage avec les autres régions françaises

Les chiffres de l'évolution du « *critère B* » en France, dans la région Sud-Ouest d'ERDF et en Dordogne sont donnés par les courbes suivantes :

Figure n°33 – Évolution du « *critère B TCC* » en France, Aquitaine et Midi Pyrénées

Source : ERDF

Figure n°34 – Évolution du « *critère B TCC* » en France et dans le Sud Ouest et le Périgord

Source : ERDF

ERDF indique que ces chiffres, donnés « *toutes causes confondues* », ne prennent pourtant pas en compte la tempête de décembre 1999[58]. ERDF observe que la région Sud-Ouest est soumise à une plus grande sensibilité climatique que les autres régions françaises.

La stratégie d'investissement d'ERDF dans la région Sud-Ouest vise à réduire la durée moyenne de coupure et la sensibilité des réseaux publics de distribution

À l'échelle régionale, la stratégie d'investissement d'ERDF vise à réduire non seulement la durée moyenne de coupure, mais également la sensibilité des réseaux propre au Sud-Ouest, due aux nombreux évènements climatiques qui traversent cette région.

La carte, ci-dessous, donnent les gains chiffrés attendus de cette politique :

Carte n°5 – Localisation des investissements d'ERDF à réaliser sur les réseaux du Sud-Ouest pour atteindre les objectifs de gains du « *critère B* »

Années de référence	« *Critère B* » d'une année moyenne	« *Critère B* » d'une année perturbée
« *Critère B* » de référence année 0	110 minutes	260 minutes
« *Critère B* » de référence année 10	82 minutes	137 minutes

Source : ERDF

Au niveau régional, ERDF indique que ses investissements atteignent 369 millions d'euros en 2009 et ont ainsi augmenté de 75 % par rapport à 2004[59]. Ces investissements comprennent, notamment, 107 millions d'euros dédiés au raccordement de nouveaux utilisateurs, 8 millions d'euros de moyens d'exploitation, 22 millions d'euros d'investissement « *pour l'environnement* » et 185 millions d'euros destinés à l'amélioration de la qualité et en hausse de 65 % depuis 2004.

La direction « *réseaux et patrimoine* » détermine les budgets annuels d'investissement et de maintenance au niveau régional. De façon à alimenter sa réflexion, ERDF a mis en place un système permettant de faire remonter les informations importantes. Ainsi, les exploitants des URE, pour chaque situation qu'ils constatent ou qui remontent par le biais du CAD, établissent des « *fiches problèmes* » qu'ils transmettent à la direction « *réseaux et patrimoine* ». D'une manière plus générale, la direction « *réseaux et patrimoine* »

[58] Les chiffres communiqués par ERDF coïncident avec les données des autorités concédantes, excepté ceux concernant la tempête de 1999.

[59] Ces chiffres sont en contradiction avec les chiffres communiqués par le Syndicat Départemental d'Énergie de la Dordogne (SDE 24), qui note au niveau de son département une baisse importante de l'investissement de 14 millions d'euros en 2004 à 4,2 millions d'euros en 2009, soit une baisse de 70 %. Il est possible que l'écart soit en partie dû aux différences de définition des investissements utilisée par le concessionnaire et le concédant.

travaille à partir d'un diagnostic élaboré zone par zone et définit la meilleure stratégie d'amélioration de la qualité à partir de 5 axes :

- la maintenance préventive ;
- l'abattage et replantage ;
- la maintenance lourde, c'est-à-dire un renouvellement partiel des ouvrages ;
- l'automatisation ;
- le renforcement de la structure des réseaux.

Figure n°35 – Évolution des investissements d'ERDF dans le département de la Dordogne entre 2004 et 2008

Source : ERDF

À l'échelle de la Dordogne, l'enfouissement des réseaux en HTA a progressé en dix ans de 1 point par an, portant le taux d'enfouissement des réseaux de 15 à 25 %. De 1999 à 2009, 1.400 kilomètres de réseaux ont ainsi été enfouis.

Concernant l'exploitation et la maintenance dans le département, ERDF entend rattraper son retard, notamment pour l'élagage

Concernant la politique d'élagage en Dordogne, ERDF concède que des retards ont été accumulés. Néanmoins, elle déclare mettre actuellement en œuvre une politique de rattrapage en 3 ans et s'engage à réaliser, pour l'année 2009, l'élagage de 675 kilomètres de lignes HTA dans le département[60]. Ce plan de rattrapage se prolongera jusqu'en 2012 en BT, celle-ci revêtant une importance moindre au regard de la qualité d'alimentation. L'objet de ce plan consiste, également, à identifier les besoins d'élagage futurs.

[60] Ce chiffre semble toutefois faible au regard de la longueur totale des réseaux en HTA (environ 10.000 km), et de la part de l'espace forestier du département (45 %).

Résumé

ERDF a adapté son organisation territoriale afin de rationaliser ses actions. La structure managériale d'ERDF est ainsi passée d'une organisation départementale à une organisation régionale par métiers.

ERDF dresse un constat positif de sa nouvelle organisation, qui a permis une baisse des accidents du travail, des gains de productivité et l'amélioration de la réactivité face aux incidents sur les réseaux de distribution. Selon ERDF, elle a, également, rationalisé le cycle décisionnel des investissements et des dépenses de maintenance, responsabilisé les régions et réalisé un meilleur suivi de leurs actions.

Cependant, les autorités concédantes ne sont pas aussi élogieuses qu'ERDF sur les conséquences de cette évolution. En effet, elles estiment que ce nouveau dispositif managérial les éloigne de la décision et induit de graves dysfonctionnements lors de la gestion des crises. Elles ont, par ailleurs, réitéré leur souhait d'être pleinement intégrées au processus décisionnel des investissements.

1.2. – La trajectoire des investissements d'ERDF répond aux enjeux actuels de continuité d'alimentation

La politique d'investissement est déterminante pour assurer le maintien et concourir à l'amélioration de la continuité et, donc, de la qualité de la distribution d'électricité. En effet, elle couvre les travaux de renforcement des réseaux, les actions de sécurisation des réseaux contre les évènements climatiques exceptionnels ou encore les travaux de renouvellement des réseaux existants.

La trajectoire des investissements mise en place par ERDF cherche, donc, à répondre aux enjeux actuels de continuité d'alimentation. En partie déterminée par les politiques d'investissement menées depuis les années 1980, elle a comme objectif d'atteindre un réseau cible à l'horizon 2020 en s'appuyant sur les politiques de renouvellement, de sécurisation et de fiabilisation des réseaux. Les investissements d'ERDF sont, donc, orientés prioritairement en direction des actions qui concourent à la fois au renouvellement, à la sécurisation et à la fiabilisation.

1.2.1. – L'orientation des politiques d'investissement dans les réseaux publics de distribution évolue depuis les années 1980

La pyramide des âges des réseaux publics de distribution conditionne fortement la politique d'investissement d'ERDF

Les pyramides des âges, présentées ci-après, recensent les ouvrages électriques (réseaux et postes de distribution) sous concession d'ERDF selon l'année de leur mise en service.

Figure n°36 – Pyramide des âges des réseaux électr iques en BT et HTA sous concession d'ERDF (quantité de réseau selon son année de mise en service)

Source : ERDF

Figure n°37 – Pyramide des âges des postes de dist ribution HTA/BT d'ERDF

Source : ERDF

Ces pyramides des âges des réseaux publics de distribution montrent, notamment, que 56 % des réseaux en HTA et 87 % des réseaux en BT sont âgés de moins de 25 ans. La forme de ces deux pyramides s'explique par les différentes périodes d'investissement menées depuis les années 1980, expliquées ci-après.

Dans les années 1980, l'amélioration de l'alimentation des usagers les moins bien alimentés orientait la politique industrielle menée par le gestionnaire de réseaux

Dans les années 1970 et 1980, l'investissement d'EDF se répartissait, à effort comparable, dans l'outil de production et dans les réseaux publics de transport et de distribution. À cette époque, le groupe EDF alternait les cycles d'investissement de production et d'acheminement, notamment de distribution. Au développement du parc nucléaire d'EDF, au début des années 1980, succéda ainsi un effort de renforcement des réseaux de distribution mené à la fin des années 1980.

Figure n°38 – Comparaison des investissements du groupe EDF dans les moyens de production et dans les réseaux électriques

Source : CRE et rapport n°1359 de l'Assemblée nationale

À cette époque, l'amélioration de l'alimentation des usagers les moins bien alimentés orientait la politique industrielle menée par le distributeur et ses sous-traitants. Cette politique, également menée en vue du développement du chauffage électrique, contribua à une nette amélioration de la qualité d'alimentation, mais eut deux conséquences subsidiaires :

- cette politique structura fortement la pyramide des âges des réseaux publics de distribution. Elle se traduisit par un développement significatif des réseaux électriques, d'abord en HTA, puis en BT ;

- sa déclinaison par centre de distribution engendra des niveaux de qualité différenciés selon les départements.

À partir des années 1990, EDF commença à prendre conscience de la progression des problématiques environnementales dans l'opinion publique et décida d'intégrer cette évolution à sa stratégie

Dès 1990, les centres de distribution avaient pour consigne d'accroître la part de souterrain dans les réseaux publics de distribution. Ainsi, en 1992, EDF s'engagea auprès de l'État dans le cadre d'un protocole relatif à l'insertion des ouvrages électriques dans l'environnement qui prévoyait, notamment, la « *stabilisation fin 96 du stock d'ouvrages HTA aérien à sa valeur de fin 91* » et la « *construction annuelle de 5000 km de réseau BT dissimulé (souterrain ou façade)* ». La même année, EDF s'engagea auprès des collectivités territoriales à financer une part croissante des travaux d'amélioration esthétique sous maîtrise d'ouvrage de ces collectivités. Enfin, dans l'accord réseau-environnement de 1997, EDF accepta de favoriser l'enfouissement ou la réalisation en techniques discrètes pour le développement et le renouvellement des réseaux, à 90 % en HTA et 66 % en BT.

Les nouveaux réseaux de distribution ont progressivement été réalisés en technique souterraine. Cette démarche environnementale du gestionnaire de réseaux dans le courant des années 1990 a, une fois encore, profondément marqué la pyramide des âges des réseaux électriques.

Depuis les tempêtes de 1999, les besoins de sécurisation des réseaux électriques déterminent les investissements

Jusqu'en 1999, l'insertion des réseaux électriques dans l'environnement revêtait une acception large dans laquelle la « *sécurisation des réseaux* » figurait uniquement comme un des axes, au même titre que la protection des paysages, des zones avifaunes, des paysages remarquables ou des espaces touristiques. Dans ce contexte, la « *résorption des points noirs* », qui s'entend aujourd'hui exclusivement vis-à-vis de la qualité d'alimentation, s'entendait alors au sens esthétique.

Les tempêtes *Lothar* et *Martin* du 26 et du 29 décembre 1999 ont changé cette perception. Les préconisations du rapport « *Piketty* » ont amené EDF à structurer ses engagements en matière d'investissement en fonction du thème de la sécurisation des réseaux électriques. Si le Contrat de service public entre l'État et EDF de 2002 n'a pas intégré la sécurisation comme un axe majeur de l'amélioration du service public, l'opus suivant de 2005 a réitéré les engagements pris par EDF en 1997 en matière d'enfouissement, mais a surtout demandé à EDF Réseau Distribution de mettre en œuvre un plan suivi de sécurisation de l'alimentation.

Les pyramides des âges des réseaux publics de distribution conditionnent, donc, fortement la politique actuelle d'investissement d'ERDF.

1.2.2. – Pour atteindre un réseau cible à horizon 2020, les investissements d'ERDF en faveur de la qualité reposent sur des politiques de renouvellement, de fiabilisation et de sécurisation des réseaux

L'action d'ERDF repose sur une politique d'investissement visant à atteindre un réseau cible d'ici 2020

Le cycle décisionnel d'investissement conduit à l'élaboration d'un programme d'investissement national avec des objectifs définis nationalement et déclinés régionalement (75 % des investissements « *délibérés* »). D'autres programmes d'investissement, de plus court terme, couvrent des besoins régionaux spécifiques et des contraintes locales (25 % des investissements « *délibérés* »).

Dans tous les cas, les régions d'ERDF inscrivent leurs plans dans le cadre d'un « *réseau cible* » à long terme qui sert de schéma directeur. Le niveau de qualité associé à ce réseau cible est celui de l'année 2000 où le « *critère B HIX* » a atteint son minimum historique. Par ailleurs, les plans d'investissement visent, également, à répondre aux objectifs de sécurisation définis par le Contrat de service public.

En effet, l'investissement en faveur de la qualité doit être considéré sous deux aspects différents qui visent respectivement à l'amélioration de :

- la continuité d'alimentation en situation normale d'exploitation (on parle, également, de fiabilisation des réseaux) ;

- la sécurisation des réseaux contre les évènements climatiques exceptionnels.

Ces deux aspects appellent des approches et des traitements différents. Par exemple :

- si le développement du contrôle-commande[61] permet d'améliorer la continuité d'alimentation en régime normal d'exploitation, son rôle est moindre lors d'un évènement exceptionnel ;

- si les lignes aériennes HTA récentes en zone boisée assurent un niveau de qualité satisfaisant en situation normale, elles n'offrent pas une sécurisation suffisante au regard du Plan aléas climatiques.

La politique en faveur de la qualité s'appuie, également, sur les actions de renouvellement. Les montants globaux associés à chacune des politiques de renouvellement, de fiabilisation et de sécurisation des réseaux ne sont pas fondés sur une approche technico-économique. Cette dernière est essentiellement utilisée pour hiérarchiser les investissements de renouvellement et de fiabilisation des réseaux électriques et repose sur les critères suivants :

- la valorisation de la non-qualité :

    - hors incidents de grande ampleur (concernant moins de 30.000 utilisateurs et ayant une durée moyenne légèrement inférieure à 30 minutes) :
        - les coupures brèves sont valorisées à 0,8 euro par kW coupé ;
        - les coupures longues sont valorisées à 9,2 euros par kWh non distribué.

[61] Voir glossaire

- o lors des évènements exceptionnels :
  - la puissance coupée est valorisée à 0,8 euro par kW ;
  - l'énergie non distribuée (END) est valorisée à 20 euros par kWh.

- la prise en compte des seuils de coupures :

  - o le « *critère B* » qui correspond à un critère moyen et qui ne permet pas de mettre en évidence les points noirs ;

  - o le décret « *qualité* » du 24 décembre 2007[62] qui offre un critère minimum : 4 à 7 coupures longues et 12 à 40 coupures brèves selon la zone[63].

- la valorisation des charges d'exploitation et des pertes.

En planification, ERDF n'utilise pas le critère « *2 % - 6 heures* » car il ne représente pas pour ERDF un indicateur pertinent pour la programmation de ses investissements. En effet, du fait de son faible niveau, son utilisation réduirait considérablement les investissements en faveur de la qualité.

ERDF fonde ses décisions de renouvellement sur l'état des ouvrages

La période de fort développement des réseaux publics de distribution des années 1980 jusqu'à 2000, dont témoignent les pyramides des âges, a longtemps masqué la question du renouvellement. Le Groupe EDF s'est longtemps appuyé sur la croissance des réseaux électriques pour en traiter le renouvellement. Pour cette raison, la culture de l'entreprise doit évoluer à présent pour accompagner le renouvellement des infrastructures.

ERDF utilise l'action de renouvellement comme un levier pour la qualité d'alimentation et non comme une obligation comptable.

L'approche comptable

La durée d'amortissement attribuée par ERDF aux canalisations électriques lors de leur mise en service est de 40 ans. Si cette durée comptable a pour objectif de refléter la durée de vie des ouvrages, elle ne doit pas conduire à renouveler automatiquement les ouvrages à l'échéance, en négligeant l'état des réseaux constaté *ex post*. Une telle gestion conduirait à surinvestir si les réseaux s'avéraient plus robustes que prévu, ou à sous-investir dans le cas contraire[64], et serait, par conséquent, inefficace. Le besoin de renouvellement ne peut, donc, être estimé sur la base unique de la durée de vie comptable des ouvrages des réseaux.

Le vieillissement des ouvrages

Concernant le vieillissement des ouvrages, le rapport « *Hauet* » indique que « *vu du client BT, le temps de coupure moyen qui avait considérablement diminué dans les années 1980/1990, a repris un trend croissant à partir de l'an 2000.* […] *le phénomène* […] *traduit un vieillissement progressif du réseau* ».

Cependant, les pyramides des âges des réseaux (*cf.* figures n°36 et 37) constituent des données fondamentales pour évaluer le besoin global de renouvellement. Elles montrent notamment que 56 % des réseaux en HTA et 87 % des réseaux en BT sont âgés de moins de 25 ans. Compte tenu de cette relative jeunesse, le vieillissement moyen des réseaux électriques n'est pas, en soi, préoccupant à court terme.

---

[62] Décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif au x niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

[63] Arrêté du 24 décembre 2007, modifié par l'arrêté du 18 février 2010, pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

[64] Certains ouvrages doivent être renouvelés prématurément si leur technologie (par exemple, les câbles isolés avec du papier imprégné d'huile) ou leur degré d'exposition (par exemple, aux vents forts ou encore aux dépôts salins), accélèrent leur vieillissement. Au contraire, certains ouvrages qui ne présentent pas de signes de vieillissement préoccupants peuvent être renouvelés après leur limite de durée de vie comptable.

L'évolution de l'âge moyen des réseaux ne paraît pas rendre compte de manière satisfaisante de l'usure et du délaissement des réseaux électriques dénoncés par les autorités concédantes et, dans une moindre mesure, les organisations syndicales. Les pyramides des âges démontrent, également, que l'âge moyen des réseaux aériens en HTA, souvent mis en avant par ERDF, n'est pas non plus un indicateur correct du vieillissement des réseaux électriques. En effet, dans la mesure où plus de 90 % des nouveaux réseaux en HTA sont réalisés en technique souterraine depuis les années 1990, il est parfaitement normal de constater le vieillissement des réseaux aériens à ce niveau de tension.

ERDF indique que la trajectoire d'investissement présentée dans le cadre de l'établissement du TURPE 3 a été construite dans la perspective de maintenir à 13 % la part des réseaux en HTA âgés de plus de 40 ans. Cette estimation permet de s'affranchir du vieillissement des réseaux électriques « *jeunes* », qui forment la majorité des réseaux de distribution et dont le vieillissement n'affectera pas à court terme la qualité d'alimentation. Par conséquent, leur renouvellement n'est pas en question (en dehors d'une action particulière de sécurisation ou d'amélioration esthétique déconnectée de la vétusté et de la tenue des ouvrages).

Un tel indicateur macroscopique est indispensable à ERDF pour cibler ses actions en faveur du renouvellement.

ERDF utilise simultanément un autre indicateur de la vétusté des réseaux : le nombre d'incidents par kilomètre et par an, qui reflète la dégradation de la fiabilité des réseaux électriques avec l'âge, et, donc, le besoin de les renouveler. La capacité d'ERDF à assurer le renouvellement de ses réseaux électriques vieillissants conditionnera, largement, la qualité d'alimentation de ceux-ci à moyen terme. D'ici 2020, ERDF prévoit ainsi que seront prioritaires les renouvellements suivants :

- 16.000 kilomètres de réseaux souterrains en HTA urbains à papier imprégné dont la moyenne d'âge dépasserait (sans action) 50 ans et dont la fiabilité atteindrait 18 incidents pour 100 kilomètres par an ;

- 70.000 kilomètres de réseaux aériens en HTA (dont les actions du Plan aléas climatiques) ;

- 38.350 kilomètres de réseaux en BT qui auront dépassé l'âge de 40 ans en 2020.

Néanmoins, ERDF ne s'est pas montré capable d'estimer avec précision l'évolution de la fiabilité des réseaux électriques dans les années à venir selon les technologies et l'exposition des ouvrages, faisant valoir que les phénomènes d'usure sont encore mal connus.

ERDF met actuellement en place un système d'information *ad hoc,* mais les données statistiques font encore défaut et les indicateurs doivent être ajustés. À ce jour, ERDF considère qu'il est encore impossible d'établir des critères technico-économiques pour estimer les besoins d'investissement pour renouvellement. Selon ERDF, cette problématique ne lui est pas propre, elle se retrouverait, également, chez de nombreux distributeurs européens.

ERDF suit l'impact de ses décisions d'investissement de fiabilisation des réseaux par le « critère B filtré »

L'action d'ERDF en faveur de la qualité d'alimentation au quotidien est orientée par le décret et son arrêté d'application du 24 décembre 2007, mais également par l'utilisation d'un indicateur interne, le « *critère B filtré* ».

ERDF utilise le « critère B filtré *» comme indicateur de la fiabilité, orientant ainsi ses investissements de fiabilisation vers les réseaux en HTA*

Le « *critère B HIX* » demeure l'indicateur majeur du niveau de qualité en régime normal d'exploitation. La régulation incitative initiée par le TURPE 3 utilise d'ailleurs cet indicateur (hors travaux, hors incidents sur le réseau public de transport et hors évènements exceptionnels) pour évaluer la performance d'ERDF en matière de la qualité d'alimentation.

Pour autant, considérant que le « *critère B HIX* » reste trop influencé par les aléas climatiques, ERDF préfère utiliser, pour mesurer l'impact de sa politique d'investissement, le « *critère B filtré* », dont l'objet est

d'éliminer l'impact des aléas climatiques majeur qu'ERDF définit en fonction du nombre d'incidents recensés dans une journée. Ce « *critère B filtré* » est défini par région en retirant du « *critère B TCC, incidents HTA* » le temps de coupure induit par les jours dont le nombre d'incidents dépasse le seuil défini par le tableau suivant :

Tableau n°12 – Seuil d'incidents retenu pour le calcul du « *critère B filtré* »

Régions	Seuil d'incidents
Île-de-France	21[65]
Manche Mer du Nord	35
Est	23
Rhône-Alpes Bourgogne	44
Méditerranée	36
Sud-Ouest	67
Ouest	53
Auvergne Centre Limousin	51

Source : ERDF

Pour l'établissement de ces seuils, 2 % des jours porteurs de la plus longue durée de coupure, sur la période 2000 à 2006, ont été supprimés.

À titre d'illustration, la courbe suivante présente l'effet produit par le « *filtrage* » du « *critère B TCC, incidents HTA* » pour obtenir le « *critère B filtré* » :

Figure n°39 – Formation du « *critère B filtré* »

Source : ERDF

[65] Hors incidents dans Paris.

Le « *critère B incidents* » hors transport et hors évènements exceptionnels (utilisé pour la régulation incitative dans le cadre du TURPE) et le « *critère B incidents HTA filtré* » (utilisé par ERDF pour établir sa politique d'investissement) évoluent à des niveaux différents. Mais surtout, ils n'évoluent pas à la même vitesse. En moyenne, le « *critère B filtré* » progresse de 1,5 minute par an, tandis que le « *critère B HIX* » progresse de 2,7 minutes par an mettant en évidence une tendance de dégradation plus marquée de l'alimentation observée au cours de la décennie.

Face à cette dégradation, le TURPE 3 a fixé à ERDF un objectif incitatif de maîtrise du « *critère B HIX* » pour la période tarifaire en cours. Pour la mise en œuvre de sa politique d'investissement, ERDF exprime un objectif de réduction du « *critère B filtré* » sur la même période :

Figure n° 40 – Comparaison des indicateurs de la continuité d'alimentation en régime normal d'exploitation des utilisateurs des réseaux publics de distribution sous concession d'ERDF et objectifs d'amélioration de l'alimentation en électricité dans la période tarifaire actuelle

Source : ERDF et CRE

Le « *critère B filtré* » oriente les investissements en faveur de la fiabilisation vers les réseaux en HTA. En effet, les incidents qui se produisent sur les réseaux en HTA causent entre 75 et 85 % du temps de coupure sur incidents (hors transport et hors évènements exceptionnels). Ce niveau de tension constitue, donc, incontestablement le maillon des réseaux sur lequel doit porter l'effort d'investissement en faveur de la continuité d'alimentation en régime normal d'exploitation.

L'action d'ERDF doit, également, s'orienter vers les points noirs des réseaux

La politique d'amélioration de la durée de coupure mise en œuvre par ERDF est, par ailleurs, encadrée par les textes réglementaires du 24 décembre 2007, dont l'objectif est d'orienter l'investissement vers les zones de qualité moindre. Le niveau des seuils conduit notamment ERDF à poursuivre son engagement en faveur de l'évolution de la structure des réseaux électriques en zone rurale vers des structures jusqu'à présent caractéristiques des zones exclusivement urbaines.

Malgré leur faible impact sur le « critère B » *les réseaux en BT à fils nus doivent être traités*

Certains réseaux vétustes en BT, de technologie dépassée, souffrent d'une mauvaise continuité de desserte chronique. Il s'agit en particulier :

- des réseaux aériens en BT à « *fils nus* », c'est-à-dire sans gaine isolante ;
- des réseaux souterrains en BT à gaine en papier imprégné.

L'effet de ces réseaux est faible sur le « *critère B* », comme en témoigne le tableau suivant :

Tableau n°13 – Formation du « *critère B HIX* » selon le type de réseaux (hors postes, travaux, transport et évènements exceptionnels)

Réseaux électriques	Part dans le « *critère B HIX* » incident sur canalisation (moyenne 2000 à 2008)
Réseau aérien en BT à fils nus	6 %
Réseau aérien en BT à fils torsadé	1 %
Réseau souterrain BT	6 %
Réseau aérien HTA	61 %
Réseau souterrain HTA	26 %

Source : ERDF

Il n'en demeure pas moins que les réseaux aériens en BT à fils nus de faible section peuvent constituer de véritables « *points noirs* » au regard de la continuité d'alimentation en régime normal d'exploitation. La trajectoire d'investissement retenue à l'issue de l'élaboration du TURPE 3 comprend un volet portant sur la résorption de ces « *points noirs* » dans le cadre du renouvellement des réseaux en BT évoqué précédemment. Il s'agit d'une politique générale dont l'efficience ne doit pas être rapportée à l'ampleur de la dépose de ces réseaux de distribution, mais au rattrapage des « *points noirs* » des réseaux.

En effet, les réseaux en BT à fils nus, qui représentent environ 108.000 kilomètres (soit environ 15 % des réseaux de distribution en BT sous concession d'ERDF), présentent une vulnérabilité élevée, comme l'illustre le tableau ci-dessous :

Tableau n°14 – Nombre d'incidents par type de rése aux (toutes causes confondues)

Réseaux électriques	Nombre d'incidents annuel aux 100 km (hors incidents sans dégâts) (moyenne 2000 à 2008)
Réseau aérien en BT à fils nus	9,3
Réseau aérien en BT à fils torsadé	0,8
Réseau souterrain BT	3,3
Réseau aérien HTA	3,0
Réseau souterrain HTA	3,2

Source : ERDF

Les contraintes de réalimentation issues du Contrat de service public constituent l'indicateur clé retenu par ERDF pour mesurer l'impact du niveau d'investissement sur la sécurisation des réseaux

L'utilisation de critères technico-économiques ne permet pas de construire un plan de sécurisation de l'intégralité des réseaux publics de distribution[66]. En effet, le coût économique d'un évènement climatique, même de l'ampleur de la tempête *Klaus* (pour laquelle l'énergie non distribuée a été estimée à 500 millions d'euros) n'est pas suffisant pour justifier la sécurisation de portions de réseau qui alimentent des zones à faible densité de population.

Pour cette raison, et suivant la démarche prévue par le Contrat de service public signé en 2005 entre l'État et EDF, ERDF a établi, en 2006, un Plan aléas climatiques (PAC) dans lequel sont jetés les fondements de la doctrine d'ERDF en matière de sécurisation. Suivant la méthodologie explicitée précédemment, l'analyse proposée par ERDF repose sur :

- la détermination des risques encourus selon les types d'ouvrages de réseaux ;

- la contrainte de réalimentation des utilisateurs suite à un évènement climatique majeur fixée dans le Contrat de service public (« *90 % des clients dans un délai de 5 jours* »), qui constitue l'indicateur clé retenu par ERDF pour mesurer l'impact du niveau d'investissement sur la sécurisation des réseaux.

Pour chaque type de réseaux, une stratégie de sécurisation est ensuite proposée au regard des risques identifiés.

En raison des longueurs de réseaux exposées aux risques climatiques, et malgré la réserve portée sur le recensement des postes sources HTB/HTA et des postes de distribution HTA/BT à risque, le Plan aléas climatiques tend à situer l'enjeu majeur de sécurisation sur les réseaux aériens face au risque « *de tempête* ». En effet, le Plan aléas climatiques identifiait, en 2006, quelques 63.000 kilomètres de réseaux aériens en HTA « *à risque avéré* » pour 515 kilomètres de réseaux souterrains, tandis qu'il dénombrait, lors de la survenance d'inondation des postes sources HTB/HTA (38 postes à risque fort ou qui ont déjà subi une inondation), des postes de distribution HTA/BT et des organes de manœuvre des réseaux qui peuvent être affectés.

La quantité de réseaux aériens en HTA vulnérables nécessite une priorisation des réseaux à traiter

Compte tenu de la quantité de réseaux vulnérables (plus de 150.000 kilomètres), les actions de sécurisation doivent être priorisées. Le Plan aléas climatiques privilégie un arbitrage « *multi-critères* » permettant le traitement :

- des réseaux qui alimentent le plus grand nombre de personnes ;

- des réseaux les plus susceptibles d'être touchés lors d'un évènement climatique de grande ampleur.

Dans cette perspective, le Plan aléas climatiques rend prioritaire la sécurisation des ossatures en HTA à risque avéré, notamment des lignes en environnement boisé et/ou dont les dispositions constructives « *impliquent une fragilité incontestable vis-à-vis du risque tempête* ». Le Plan aléas climatiques recense 20.000 kilomètres de tels réseaux électriques.

D'une manière générale, le Plan aléas climatiques privilégie l'enfouissement pour la sécurisation des réseaux aériens en HTA, tout en ouvrant la voie à d'autres solutions « *à chaque fois que cela sera possible* » :

- l'abattage-replantation d'arbres (dans le cas de réseaux mécaniquement robustes, dans un environnement arboré se prêtant à cette technique) ;

- l'installation de masses « *anti-giratoires* » (lorsque le seul risque avéré est un risque de neige collante) ;

---

[66] Le rapport « *Piketty* » mentionne que le « *nouveau programme de sécurisation impliquera, pour la moyenne et la basse tension du moins, un nombre très élevé de décisions ponctuelles à caractère technico-économique, et nécessairement décentralisées pour la plupart* ».

- le renforcement mécanique en aérien (dans la limite de 10 %, conformément aux engagements d'enfouissement du Contrat de service public) ;

- des opérations de maintenance lourde.

Le Plan aléas climatiques prévoit, en second lieu, le traitement de 13.000 kilomètres de réseaux électriques, en tenant compte des critères suivants :

- les puissances transitées ;

- le niveau de risque ;

- les technologies mises en œuvre.

Tableau n°15 – Recensement des réseaux aériens en HTA à risque sous concession d'ERDF proposé dans le Plan aléas climatiques

Types d'ouvrage	Risque 0 426.000 km	Risque faible 98.000 km	Risque avéré 63.000 km
Dérivations à faible impact (P ≤ 250 kVA)		(78.000 km)	+ (37.700 km)
Dérivations à fort impact (P > 250 kVA)		+ (6.000 km)	++ (5.300 km)
Ossatures principales		++ (14.000 km)	+++ (20.000 km)

Source : Plan aléas climatiques d'ERDF

Selon le Plan aléas climatiques, cette stratégie doit conduire à diviser par 5 le critère de risque associé aux réseaux aériens en HTA.

Dans le cadre de la mise en œuvre du Plan aléas climatiques, ERDF ne peut pas recourir aux critères technico-économiques de hiérarchisation des projets indiqués précédemment. Le Plan aléas climatiques introduit un critère différent qui mesure la variation de probabilité d'impact d'un incident suivant le montant de l'investissement ($\frac{\Delta \text{risque}}{\text{coût}}$). La valeur de ce ratio sera, néanmoins, ajustée pour prendre en compte « *l'apport de l'investissement envisagé vis-à-vis de la qualité de fourniture au quotidien, des dépenses d'exploitation et des pertes* ».

ERDF considère que la sécurisation des réseaux aériens en BT relève des programmes de travaux sous maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes

La sécurisation des réseaux aériens en BT concerne les réseaux à fils nus. Les réseaux les plus sensibles sont les réseaux électriques de faible section existant essentiellement dans les zones rurales. Le Plan aléas climatiques privilégie la technique à fils torsadés pour sécuriser ces réseaux. Le Plan aléas climatiques n'envisage pas d'accélérer la résorption de ces réseaux électriques estimant que toute analyse objective de hiérarchisation mène à rendre prioritaire la sécurisation des réseaux en HTA. En revanche, ERDF considère que de telles actions relèvent à part entière des programmes de travaux financés par le FACÉ[67] qui sont réalisés sous maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes.

Les réseaux aériens ne sont pas les seuls à être concernés par la sécurisation

Pour sécuriser les réseaux souterrains face au risque de « *forte chaleur* », le Plan aléas climatiques identifie plusieurs types de traitement possibles :

[67] Pour plus de détails, le lecteur peut consulter le document 6 de l'annexe n°4 de ce rapport.

- le renouvellement de portions de câbles et d'accessoires de technologie ancienne ;
- le renforcement de câbles ;
- le rééquilibrage des charges par l'adoption d'un schéma d'exploitation « *canicule* » qui s'appuie sur les tronçons de câbles synthétiques.

S'agissant de la sécurisation des postes sources HTB/HTA et des postes de distribution HTA/BT vis-à-vis du risque « *inondation* », le traitement n'en était pas établi en 2006 lors de la publication du Plan aléas climatiques.

Encadré n°16 – L'enfouissement des réseaux de distribution d'électricité

L'enfouissement des réseaux électriques permet à la fois l'amélioration de la fiabilité des réseaux, notamment par une meilleure tenue des lignes enfouies face aux évènements climatiques exceptionnels, et une diminution de la gêne paysagère. Le souterrain doit ainsi ses performances en matière de qualité d'alimentation à sa structure intégrant généralement un secours diminuant ainsi la fréquence des coupures.

Cependant, la maintenance curative des lignes enfouies est plus complexe, ne garantissant ainsi pas nécessairement un temps de coupure faible. En effet, l'enfouissement des lignes rend plus difficile le repérage des incidents sur les réseaux, les délais d'intervention sont alors plus longs, car l'accessibilité aux ouvrages est plus difficile pour les réseaux souterrains que pour les réseaux aériens. En souterrain, il n'y a plus de possibilité de travaux sous tension, il n'y a plus de tentative de réenclenchement sur défaut, les interventions sont plus longues et leurs coûts sont finalement plus élevés. Le temps requis pour réparer les incidents sur un câble souterrain est 4 à 5 fois supérieur à celui nécessaire pour remédier à une avarie sur une ligne aérienne.

Par ailleurs, l'enfouissement n'empêche pas les lignes souterraines d'être sujettes à certains aléas climatiques et autres catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, *etc*.). Les inondations peuvent causer des dégâts irrémédiables aux câbles et aux émergences de réseaux souterrains (armoires de coupures et postes de transformation). Des températures élevées peuvent, également, fragiliser les réseaux souterrains et plus particulièrement, accélérer le vieillissement de certains composants. Cependant, la canicule et l'inondation offrent une prévisibilité plus importante que la tempête et permettent, donc, aux gestionnaires de réseaux d'anticiper, le cas échéant, les moyens d'intervention.

En outre, l'accrochage de câbles ou de composants électriques lors de travaux d'entreprise de terrassement font aussi partie des dangers bien que les entreprises de travaux publics soient tenues de déclarer leur intention de travaux auprès des concessionnaires. L'allongement des longueurs de câbles est, également, un inconvénient de l'enfouissement des réseaux de distribution. En effet, l'utilisation des voies publiques est devenue quasi-systématique et est préférée à la traversée de propriétés privées, car pour traverser une propriété privée ou réaliser des travaux sur un bâtiment privé (encastrement d'un coffret ou réalisation d'une tranchée en domaine privé nécessaire pour la reprise du branchement), il faut obtenir l'accord du propriétaire. Enfin, les câbles souterrains produisent des champs magnétiques, du fait de la distance constante entre les câbles et la surface du sol.

Sur un plan environnemental, les points de vue divergent. Malgré une contrainte visuelle moindre des réseaux souterrains, ceux-ci nécessitent un élagage strict de la surface à l'aplomb des réseaux empêchant toute construction ou tout développement de végétation, induisant des difficultés en milieu forestier.

Nota : pour plus de détails, le lecteur peut consulter l'annexe n°6 de ce rapport.

1.2.3. – Les perspectives d'investissement en faveur de la qualité sont orientées prioritairement en direction des actions qui concourent à la fois au renouvellement, à la fiabilisation et à la sécurisation des réseaux

La trajectoire d'investissement d'ERDF retenue dans le cadre du TURPE 3 donne une impulsion en faveur de la qualité d'alimentation. Cet effort d'investissement est orienté prioritairement en direction des actions qui concourent à la fois à la sécurisation des réseaux face aux évènements climatiques exceptionnels, à la fiabilisation des réseaux électriques en situation normale d'exploitation et au renouvellement des réseaux.

Cette stratégie est prise en compte dans les critères de hiérarchisation utilisés dans le cadre de la programmation des investissements, autant dans le cadre du Plan aléas climatiques que des actions en faveur de la fiabilité. En ce sens, elle répond à l'impératif souligné par la FNCCR lors de son audition selon lequel « *sécurisation et continuité d'alimentation en conditions normales devraient être regroupées dans des objectifs communs de qualité* ».

Suivant ces lignes directrices, la trajectoire prévisionnelle d'investissement « *qualité* » d'ERDF présentée à la CRE en 2008 dans le cadre de l'élaboration du TURPE 3 était la suivante :

Figure n° 41 – Trajectoire d'investissement pressen tie par ERDF au titre de la qualité (2008)

Source : ERDF (2008)

Cette trajectoire constitue une estimation des besoins d'investissement tels qu'ils étaient perçus par ERDF lors de l'élaboration du TURPE 3. Elle ne constitue en aucune mesure un engagement d'ERDF notamment pour la période *post* TURPE 3. De la même manière, dans la mesure où la CRE n'a aucune compétence de régulation sur les investissements d'ERDF, cette trajectoire ne constitue pas un engagement pour l'élaboration des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

En 2009, ERDF a respecté cette trajectoire. Son investissement en faveur de la qualité s'est en effet élevé à 607 millions d'euros au lieu de 603 millions d'euros. La trajectoire d'investissement prévue par ERDF en 2008 semble cohérente avec les enjeux identifiés, sous réserve de décalages éventuels selon les besoins de renouvellement en cours d'estimation.

ERDF prévoit d'orienter prioritairement ses investissements vers les réseaux en HTA

Les réseaux en HTA, à la fois les plus vieillissants et qui portent l'essentiel du temps de coupure tant en régime normal d'exploitation que lors d'évènements exceptionnels, se trouvent au confluent des axes de la doctrine d'ERDF en faveur de la qualité et doivent recevoir une large part des investissements :

- la trajectoire prévoit de multiplier par 25 les investissements annuels en faveur du remplacement des réseaux aériens de 2006 à 2013. Il s'agit, d'une part, pour 120 millions d'euros par an à partir de 2013, du renouvellement des réseaux en HTA souterrains à papier imprégné et, d'autre part, pour plus de 455 millions d'euros par an à partir de 2013, du renouvellement du stock de lignes aériennes

construites dans les années 1980. Pour ces dernières opérations, au vu des engagements d'ERDF dans le Contrat de service public, la plupart de ces renouvellements seront réalisés en technique souterraine, ce qui permettra simultanément d'accroître la fiabilité et de sécuriser le réseau ;

- au titre du Plan aléas climatiques, 33.000 kilomètres de réseaux aériens en HTA devraient être sécurisés d'ici 2016. L'investissement correspondant atteindra 210 millions d'euros par an. La trajectoire d'ERDF étend cet effort de sécurisation après 2016, pour sécuriser jusqu'à 70.000 kilomètres de réseaux aériens en HTA ;

- un plan d'amélioration de la structure des réseaux en HTA en milieu rural est déjà en cours et doit se poursuivre (environ 150 millions d'euros annuels) au titre de la continuité de desserte.

La part des investissements réalisés sur les réseaux en HTA est, donc, substantielle et a vocation à le demeurer dans les années à venir, compte tenu du rôle de ces réseaux électriques au regard des enjeux de qualité. De 2008 à 2013, suivant la perspective affichée précédemment, ERDF réalisera approximativement 65 % de ses investissements en HTA et 25 % en BT. Les 10 % restant seront consacrés aux postes sources HTB/HTA.

Figure n° 42 – Répartition de l'investissement d'ER DF en faveur de la qualité (hors remplacements des transformateurs de distribution HTA/BT, remplacement des compteurs et disjoncteurs en BT[68])

Source : ERDF

Cette répartition de l'investissement ne se retrouve pas sous maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes qui orientent une part significative de leur action vers les réseaux en BT.

Dans le cadre de l'investissement en faveur de la qualité, le renouvellement des réseaux en BT et des postes sources HTB/HTA doit se poursuivre et progresser à mesure du vieillissement des ouvrages. L'action de renouvellement à l'horizon 2013 est estimée à environ 275 millions d'euros annuels en faveur des réseaux en BT et à environ 150 millions d'euros annuels en faveur des postes sources.

L'action d'ERDF n'est pas dirigée en priorité vers les réseaux en BT à fils nus. Ces réseaux sont déposés au fur et à mesure à un rythme d'environ 5.000 kilomètres par an par le biais de la politique de renouvellement des ouvrages et les investissements des autorités concédantes.

[68] Ces postes d'investissements représentent une part relativement faible de l'investissement et influent, donc, peu sur la répartition.

Les autres catégories d'investissement participent également à l'amélioration de la qualité d'alimentation

Certaines catégories d'investissement concourent indirectement à la fiabilisation ou à la sécurisation des réseaux publics de distribution. Les raccordements (investissements de première catégorie, pour leur part d'« *extension de réseau* ») et les renforcements des réseaux (investissements de deuxième catégorie), en conduisant à des remplacements d'ouvrages, contribuent, notamment, au renouvellement des réseaux.

Majoritairement pratiqués en technique souterraine suivant les engagements du Contrat de service public, ces travaux contribuent, également, à la fiabilisation et à la sécurisation des réseaux électriques. Les investissements de renforcement (investissements de deuxième catégorie) représentent de 150 à 180 millions d'euros par an.

Résumé

La politique d'investissement est déterminante pour assurer le maintien et concourir à l'amélioration de la qualité de la distribution d'électricité. La trajectoire des investissements d'ERDF répond ainsi aux enjeux actuels de continuité de l'alimentation.

Elle couvre, en effet, les travaux de renforcement des réseaux, les actions de sécurisation contre les évènements climatiques exceptionnels ou encore les travaux de renouvellement des réseaux existants. Pour atteindre son réseau cible à l'horizon 2020, ERDF fonde ses décisions sur la tenue des ouvrages, prend en compte la continuité d'alimentation en régime normal d'exploitation, mais aussi les contraintes de réalimentation issues du Contrat de service public afin de mesurer l'impact du niveau d'investissement sur la sécurisation des réseaux.

Les perspectives d'investissement en faveur de la qualité sont, donc, orientées prioritairement en direction des actions qui concourent à la fois au renouvellement, à la fiabilisation et à la sécurisation des réseaux. ERDF prévoit ainsi d'affecter prioritairement ses investissements dans les réseaux électriques en HTA, sans négliger pour autant les autres ouvrages qui participent, également, à l'amélioration globale de la qualité de l'alimentation en électricité.

1.3. – L'exploitation et la maintenance des réseaux de distribution d'électricité se sont améliorées

Les actions de maintenance « *préventives* » visent à anticiper les défaillances et à maintenir la robustesse des réseaux électriques face aux agressions extérieures ou aux incidents climatiques. Quand elles sont dites « *curatives* », elles concourent à la réalimentation des utilisateurs à la suite d'un incident. La maintenance dans son ensemble constitue, donc, un levier majeur en faveur de la continuité d'alimentation.

La vétusté des réseaux publics de distribution, constatée par la plupart des autorités concédantes auditionnées, et par leur fédération, relève pour une large part de la faiblesse de l'investissement dans la dernière décennie. Néanmoins, compte tenu de la pyramide des âges des réseaux en HTA et BT, la baisse de la qualité questionne, également, l'effort de maintenance assuré par le principal gestionnaire de réseaux dans cette même période.

La maintenance entrant, à part entière, dans les missions du gestionnaire de réseaux, ce chapitre abordera, donc, la stratégie de maintenance d'ERDF par le pilotage des actions préventives et curatives puis la trajectoire actuellement mise en œuvre dans le cadre du TURPE 3.

1.3.1. – ERDF identifie plusieurs types de maintenance

D'une manière générale, la maintenance se définit comme l'ensemble des actions qui garantit le fonctionnement normal des équipements de réseaux en termes de qualité et de sécurité. Ces actions sont divisées en trois catégories budgétaires :

1. la maintenance curative, qui concerne les actions entreprises à la suite d'un incident dès lors que celui-ci produit ou non un dégât et que celui-ci entraine ou non une coupure ;

2. la maintenance préventive, qui se rapporte aux actions entreprises pour anticiper au maximum les incidents occasionnant des dégâts sur les réseaux ;

3. la maintenance préventive en faveur de la « *sécurité des tiers* », c'est-à-dire des personnes et des biens face au risque électrique et au risque mécanique causés sur la voirie par la défaillance des réseaux.

Certaines actions concourent simultanément à la sécurité des tiers et à la maintenance préventive. C'est notamment le cas de l'élagage.

Par ailleurs, les actions de maintenance curative et en faveur de la sécurité des tiers n'entrent pas toutes dans les charges d'exploitation. Une part de ces actions constitue des charges de capital. Notamment, en maintenance curative, la rupture d'une ligne peut donner lieu à son remplacement intégral et, donc, entrer dans le champ des investissements. À cet égard, la politique de maintenance étudiée dans cette partie rencontre la politique d'investissement abordée précédemment.

Le tableau suivant illustre les équilibres entre les différents budgets de maintenance :

Tableau n°16 – Répartition des budgets de maintenance d'ERDF

Type de maintenance	Budget réalisé en 2008	Nature de la charge
Maintenance curative dont agression par les tiers	280 M€	Charges de capital et d'exploitation
Maintenance préventive : ⇨ poste source ⇨ réseaux	160 M€	Charges d'exploitation
Sécurité des tiers et maintenance préventive	210 M€	Charges de capital et d'exploitation

Source : ERDF

ERDF met l'accent sur l'augmentation continuelle du budget de maintenance préventive au sein des charges d'exploitation depuis 2002, exception faite du volet sécurité des tiers. Lors de son audition par la CRE, ERDF a annoncé une hausse d'environ 20 millions d'euros du budget de maintenance préventive entre 2008 et 2009, même si elle reconnaît que cette augmentation inclut un effet prix qu'ERDF n'a pas mesuré.

Dans la suite de ce chapitre consacré à la politique de maintenance d'ERDF en faveur de la continuité d'alimentation, les actions de maintenance en faveur de la sécurité des tiers et qui ne concourent pas au maintien de la qualité d'alimentation ne seront pas abordées. Seront, donc, seulement analysées les maintenances curative et préventive. Les actions telles que l'élagage, qui participent simultanément de la maintenance préventive et de la sécurité des tiers, seront incorporées aux actions de maintenance préventive.

1.3.2. – La stratégie de maintenance d'ERDF consiste à arbitrer entre les actions préventives et curatives

La stratégie de maintenance d'ERDF vise à maintenir la qualité d'alimentation. Dans cette perspective, le déploiement des actions préventives est piloté en fonction de l'âge, de la structure des technologies, de la criticité des réseaux électriques et avant tout des catégories d'organes de réseaux considérées. En effet :

- les actions préventives ont un apport variable au maintien de la continuité d'alimentation, notamment du fait de redondances dans la structure des réseaux. La défaillance d'un composant sur un réseau redondant (disposant de secours) n'a pas le même impact que la même défaillance sur un réseau sans redondance ;

- la maintenance curative réalisée lors d'évènements exceptionnels est, pour une part, incompressible. Notamment, l'élagage ne permet pas de s'affranchir de la chute d'arbres en zone boisée compte tenu de la largeur des couloirs de ligne.

Dans l'ensemble, les réseaux concédés à ERDF possèdent les caractéristiques suivantes[69] :

- 58 % des incidents sont inévitables indépendamment du niveau de maintenance préventive (incendies, foudre, givre, condensation, agressions et malveillance, *etc*.) ;

- seulement 24 % des incidents sont évitables au niveau national grâce à la maintenance préventive. La stratégie d'ERDF consiste à se concentrer sur ceux-ci.

Les choix d'intervention se basent sur un arbitrage entre la maintenance préventive, la maintenance curative et le renouvellement, qui s'appuie sur :

- l'évaluation de la sécurité des tiers et des intervenants ;

- l'impact des ouvrages sur la qualité d'alimentation ;

- une analyse économique qui prend en compte les probabilités de défaillance et les coûts des interventions qui en résultent.

Ces actions d'évaluation sont, notamment, assurées grâce à plusieurs supports logiciels. L'application « *REX en ligne* » permet de collecter, *via* les régions et en temps réel, les anomalies de matériels, qu'elles soient ponctuelles ou génériques. L'application permet ainsi d'assurer le suivi des performances des matériels.

[69] *Source :* ERDF.

ERDF s'appuie, également, sur :

- un nouveau Système d'information géographique (SIG) qui développe les fonctionnalités autrefois assurées par la base de données patrimoniale, d'une part, et le système de cartographie, d'autre part. Ce nouveau système doit permettre de mieux anticiper les besoins de maintenance (élagage en particulier) ;

- un outil national de Gestion de la maintenance assistée par ordinateur (GMAO-R) qui a pour objectif de définir et piloter l'ensemble des opérations de maintenance. En phase finale, 8.500 agents seront concernés par l'utilisation de ce nouvel outil.

Actuellement, ERDF développe, également, un outil de planification et de programmation des interventions appelé TAMARIS, qui permettra d'optimiser les journées des équipes à partir de leur répartition territoriale.

ERDF estime qu'elle favorise en outre, à l'appui de ses décisions, l'échange avec les collectivités territoriales *via* les Interlocuteurs privilégiés et les Interlocuteurs « *électrification rurale* » de façon à tenir compte des doléances des élus dans la priorisation des opérations de maintenance. Ces dossiers font l'objet des « *revues territoriales* » mensuelles et de vérifications trimestrielles. Ils sont alors étudiés et priorisés par un outil de suivi de fiches de synthèse (MOAD) puis traités par les équipes d'exploitation.

Encadré n°17 – L'élagage, un exemple de politique de maintenance préventive

Les réseaux aériens de distribution français s'étendent sur 360.535 kilomètres en HTA et sur 422.863 kilomètres en BT, à environ 11 %[70] en zone boisée. L'élagage et l'abattage, au-delà de leur objectif de sécurisation des ouvrages et de réduction du « *critère B* », s'inscrivent, également, dans une logique environnementale.

La réglementation

En application de l'article 26 de l'arrêté du 17 mai 2001 modifié[71], la distance minimale au voisinage des arbres ou des obstacles divers (candélabres d'éclairage public, mâts, portiques et feux de signalisation, antennes, *etc*.) est de 1 mètre pour un conducteur nu sous tension et est nulle pour un conducteur isolé.

En ce qui concerne les arbres, il y a lieu d'effectuer des élagages, voire des abattages, de manière appropriée, de façon à respecter, pendant tout l'intervalle de temps entre deux élagages, les distances minimales. Ce qui conduit les gestionnaires de réseaux à prévoir des largeurs de couloirs plus importantes que celles prescrites par l'arrêté du 17 mai 2001.

Concernant les ouvrages électriques situés sur le domaine public, d'après le code de la voirie routière et/ou le règlement de voirie, les propriétaires riverains d'une voie publique sont tenus de respecter des distances minimales entre les plantations situées sur leurs propriétés et les limites de la voie publique. Ils sont, donc, responsables des travaux d'élagage et d'abattage rendus nécessaires pour garantir le maintien des distances prescrites. Le défaut d'entretien constitue une infraction.

Concernant les ouvrages électriques installés sur des propriétés privées, sauf disposition contraire dans la convention de servitude, le propriétaire peut planter des arbres sous une ligne existante sous réserve que cette plantation ait un développement lui permettant de rester dans les limites fixées par la réglementation. Ces limites varient selon le niveau de tension de la ligne. Le propriétaire s'interdit de faire sur et sous le tracé des canalisations électriques, des plantations ou cultures qui soient préjudiciables à l'établissement, à l'entretien, à l'exploitation et à la solidité des ouvrages.

---

[70] Le chiffre de 11 % en zone boisée est issu du Plan aléas climatiques d'ERDF de 2006.

[71] Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique, modifié par les arrêtés du 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.

Les contraintes réglementaires issues du code du travail

Les dispositions des articles R4534-107 à R4534-130 du code du travail déterminent les conditions d'exécution des travaux, notamment d'élagage, au voisinage de lignes aériennes de transport et de distribution d'électricité, imposant des distances minimales de sécurité entre les pièces conductrices et l'opérateur :

- 3 mètres pour les lignes ou installations dont la plus grande des tensions est inférieure à 50.000 volts ;

- 5 mètres pour les lignes ou installations dont la plus grande des tensions est égale ou supérieure à 50.000 volts.

La présence des branches et des arbres dans le calcul des distances de sécurité doit, donc, être prise en compte par les gestionnaires de réseaux d'électricité (à la manière des matériaux de manutention visés à l'article R4534-109 du code du travail).

Le décret n°82-167 du 16 février 1982 [72], relatif à la sécurité des travailleurs contre les dangers d'origine électrique, ne trouve pas à s'appliquer, il vise les travaux effectués directement sur les ouvrages électriques. Or, les travaux réalisés pour maintenir les arbres à des distances réglementées des lignes ne portent ni sur les lignes elles-mêmes, ni sur les ouvrages et relèvent, donc, du code du travail, au titre des travaux effectués au voisinage des lignes électriques. Ces dispositions du code du travail sont opposables depuis 2008, aux travailleurs indépendants effectuant des travaux en hauteur dans les arbres et aux employeurs réalisant directement ces travaux[73].

Lors de son audition par la CRE, ERDF a souligné que ces contraintes réglementaires nouvelles pourraient avoir un impact élevé sur le « *critère B travaux* » et sur les coûts (induits pour la consignation des ouvrages).

La normalisation

Les critères de conception pour les lignes HTA et BT sont définis par la norme NF C 11-201 d'octobre 1996 modifiée[74], notamment à l'article 3.2.4.6. Ces critères prévoient que le « *tracé des lignes doit éviter les arbres ou bouquets d'arbres isolés ayant une valeur esthétique, typique ou signalétique. À la traversée des alignements (haies, allées, routes) et à celle des peuplements massifs (bois, forêts), il convient d'effectuer les abattages ou élagages nécessaires pour que soient respectées les distances prescrites ci-après* ». En outre, « *les abattages et les élagages doivent être effectués d'une manière adaptée à la nature des arbres et telle que pendant tout l'intervalle de temps séparant deux élagages, les distances minimales réglementaires soient respectées* ».

---

[72] Décret n°82-167 du 16 février 1982 relatif aux mesures particulières destinées à assurer la sécurité des travailleurs contre les dangers d'origine électrique lors des travaux de construction, d'exploitation et d'entretien des ouvrages de distribution d'énergie électrique.

[73] Décret n°2008-1053 du 10 octobre 2008 fixant la liste des prescriptions relatives à la santé et à la sécurité au travail applicables aux travailleurs indépendants qui effectuent des travaux en hauteur dans les arbres ainsi qu'aux employeurs qui effectuent directement ces travaux.

[74] Norme NF C 11-201 d'octobre 1996 sur les réseaux de distribution publique d'énergie électrique, modifiée par la norme NF C 11-201/A1 de décembre 2004.

Tableau n°17 – Distances entre les arbres et les conducteurs à respecter lors de la conception des lignes électriques en HTA et BT

Types d'ouvrage	Arbres de hauteur supérieure à celle des conducteurs[75]		Arbres de hauteur inférieure à celle des conducteurs[76]	
	Conducteurs nus	Conducteurs isolés	Conducteurs nus	Conducteurs isolés
Lignes BT en agglomération	2 mètres	1 mètre	2 mètres	1 mètre
Lignes BT d'écarts	3 mètres	2 mètres	2 mètres	1 mètre
Lignes HTA sur isolateurs rigides	4 mètres	3 mètres	3 mètres	2 mètres
Lignes HTA sur isolateurs suspendus	5 mètres[77]	4 mètres	3 mètres	2 mètres

Source : UTE

Figure n°43 – Exemples de distances d'élagage à respecter lors de la conception des lignes électriques

Source : ERDF

Le diagnostic par hélicoptère

La politique d'élagage d'ERDF s'appuie sur des visites de lignes par hélicoptère réalisées en sous-traitance. Par exemple, en région Rhône-Alpes Bourgogne, 3 contrats permettent à la région de visiter 18.000 kilomètres de ses lignes électriques HTA (sur 48.000 kilomètres) chaque année pour un coût d'environ 500.000 euros.

---

[75] En l'absence de vent, aucune des branches ne doit se trouver entre deux plans verticaux situés, de part et d'autre de la ligne, à une distance du conducteur le plus proche inférieure à celle indiquée dans le tableau.

[76] En l'absence de vent, la distance entre les conducteurs et les branches, dans toutes les directions, ne doit pas être inférieure à celle indiquée dans le tableau.

[77] À la traversée des peuplements massifs lorsque la présence d'arbres diminue la pression du vent sur les conducteurs, cette distance peut être réduite à 4,5 mètres.

ERDF considère que les visites de lignes par hélicoptère constituent la meilleure manière d'assurer une surveillance de l'état de ses réseaux publics de distribution. Ces visites s'appuient sur un recensement des zones boisées en HTA et consistent à effectuer :

- un inventaire annuel des besoins d'élagage sur les réseaux de distribution en HTA à l'intérieur des zones recensées, consigné par GPS ;

- un inventaire tous les deux ans des réseaux de distribution en BT à fils nus et tous les 4 ans des réseaux de distribution en BT isolés.

Les modes d'estimation par ERDF des longueurs de lignes à élaguer ont beaucoup évolué au cours de ces dernières années et sont, donc, difficiles à comptabiliser. ERDF a indiqué lors de ses auditions que, jusqu'en 2007, les marchés avec les entreprises d'élagage étaient contractualisés par zone, sans qu'un inventaire précis ne soit réalisé au préalable. La nouvelle politique d'achat de travaux d'élagage mise en œuvre depuis 2008, fondée sur l'inventaire des besoins d'élagage par hélicoptère, permettra à l'avenir de disposer de tels chiffres.

Les dépenses d'élagage

Les travaux d'élagage sont réalisés par des entreprises spécialisées pour le compte et à la charge d'ERDF. ERDF reconnaît que les dépenses d'élagage ont longtemps été insuffisantes, mais elle souligne leur redémarrage :

Figure n° 44 – Évolution des dépenses d'élagage

Source : ERDF

1.3.3. – Selon la catégorie d'ouvrages, ERDF adopte une stratégie de maintenance différente

Selon les types d'ouvrages, les actions de maintenance sont différentes. ERDF privilégie la maintenance préventive pour les postes sources HTB/HTA et de distribution HTA/BT ainsi que pour les réseaux en HTA, alors que les réseaux en BT concentreront les efforts de maintenance curative. Le chapitre aborde la maintenance des postes sources et des postes de distribution, puis celle des réseaux de distribution en HTA et enfin les actions de maintenance des réseaux de distribution en BT et des branchements.

La maintenance des postes sources HTB/HTA et de distribution HTA/BT relève majoritairement d'actions préventives

Une partie notable des incidents dont l'origine se situe au niveau des postes sources HTB/HTA et de distribution HTA/BT correspond à des incidents évitables sur lesquels ERDF concentre son action. Ainsi, le niveau de maintenance préventive est supérieur à celui de maintenance curative sur la période 2002 à 2008.

Concernant la maintenance des réseaux en BT, ERDF concentre ses ressources, d'une part, sur la maintenance règlementaire, en particulier l'élagage et, d'autre part, sur la correction des défauts potentiels constatés lors des visites de réseaux. ERDF ne va pas au-delà car cela mobiliserait des montants considérables pour un résultat à peine observable par l'utilisateur[78]. C'est pour cela que les efforts préventifs portent sur les réseaux en HTA et sur les postes sources HTB/HTA, et que la maintenance curative reste prédominante pour les réseaux en BT.

Figure n°45 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux postes sources HTB/HTA

Source : ERDF

La progression de la maintenance préventive et la discontinuité de la maintenance curative témoignent de l'entrée des postes sources HTB/HTA dans le périmètre des réseaux de distribution gérés par ERDF entre 2006 et 2007[79].

[78] Un utilisateur est alimenté par un départ BT long de 500 mètres en moyenne et à raison de 4 incidents par an aux 100 kilomètres, ces réseaux en BT sont à l'origine d'un incident tous les 50 ans, soit 50 fois moins que les réseaux en HTA.

[79] Le périmètre des réseaux publics de distribution a évolué à la suite de la publication du décret n°2005-172 du 22 février 2005 définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité pris en application du I de l'article 12 de la loi du 10 février 2000 modifiée par la loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Figure n° 46 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux postes de distribution HTA/BT

Source : ERDF

La maintenance des réseaux de distribution en HTA relève également d'actions préventives

Compte tenu de l'incidence des coupures situées sur les réseaux en HTA dans le « *critère B* », ERDF privilégie des actions préventives pour la maintenance de ces réseaux. Une attention particulière est, notamment, accordée aux départs qui contribuent le plus au temps de coupure. Dans chaque département, une liste des actions prioritaires de maintenance sur les réseaux en HTA est établie.

L'augmentation du niveau de maintenance curative doit être pondérée par l'augmentation de l'enfouissement des réseaux (+ 18 % entre 2002 et 2008). En effet, les réseaux souterrains ne requérant pas de maintenance préventive, l'enfouissement des réseaux contribue, donc, mécaniquement à accroitre la part des actions de maintenance curative.

Figure n°47 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux réseaux de distribution en HTA

Source : ERDF

La maintenance des réseaux de distribution en BT et des branchements relève principalement d'actions curatives

Le niveau de maintenance préventive des réseaux de distribution en BT est historiquement en deçà du niveau de maintenance curative. En outre, comme en HTA, l'enfouissement de ces réseaux (+ 28 % entre 2002 et 2008) contribue à accroître la part des actions de maintenance curative.

Figure n°48 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux réseaux de distribution en BT hors branchements

Source : ERDF

Selon ERDF, les budgets consacrés à la maintenance préventive sur les réseaux en BT tiennent compte de la résorption progressive des fils nus réalisée depuis 2002 (135.949 kilomètres en 2002 et 108.769 kilomètres en 2008).

Le niveau de maintenance préventive des branchements BT est très en retrait du niveau de maintenance curative, une part importante des incidents ayant un caractère inévitable. Par ailleurs, un incident sur le réseau en BT impactant moins d'utilisateurs qu'un incident sur le réseau en HTA (ou dans un poste de distribution HTA/BT), l'arbitrage coût/bénéfice pour la collectivité conduit, dans de nombreux cas, à privilégier les actions de maintenance curative en BT.

Figure n° 49 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux branchements en BT

Source : ERDF

Résumé

La maintenance constitue un levier majeur en faveur de la continuité de l'alimentation en électricité. Elle relève à part entière des missions des gestionnaires de réseaux et se définit comme l'ensemble des actions qui garantit le fonctionnement normal des équipements des réseaux électriques en termes de qualité et de sécurité. Les actions d'ERDF en faveur de la maintenance sont divisées en trois catégories : maintenance préventive, maintenance curative et maintenance préventive en faveur de la sécurité des tiers. ERDF met l'accent sur l'augmentation continuelle du budget de la maintenance préventive au sein des charges d'exploitation exception faite du volet sécurité des tiers.

La stratégie de maintenance d'ERDF consiste à arbitrer entre les actions préventives et curatives et selon la catégorie d'ouvrage, ERDF adopte une stratégie de maintenance différente. Ainsi, la maintenance des postes sources HTB/HTA et des postes de distribution HTA/HTB et la maintenance des réseaux de distribution en HTA relèvent d'actions préventives. En revanche, la maintenance des réseaux de distribution en BT et des branchements relève principalement d'interventions curatives.

Encadré n°18 – L'impact des travaux sur le « *critère B* »

Le « *critère B travaux* » est en augmentation depuis une décennie.

Tableau n°18 – Évolution du « *critère B travaux* »

(en minutes)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
« *critère B TCC* »	62	62	46	76	64	64	94	72	93
« *critère B travaux* »	6	5	6	6	7	8	8	11	19

Source : ERDF

Cette augmentation est marquée, notablement, par le programme de remplacement des transformateurs pollués aux PCB. Ce programme, débuté avec retard vers les années 2007-2008 pour des questions juridiques (ERDF considérait auparavant que la directive qui le rendait obligatoire « *donnait lieu à interprétation* »), demande en effet de couper l'alimentation en électricité en aval du transformateur de distribution sans possibilité de recourir aux travaux sous tension.

Ainsi, le programme de remplacement des transformateurs pollués aux PCB explique l'intégralité de la hausse des coupures pour travaux depuis 2007, comme le présente le tableau, ci-dessous, pour la région Rhône-Alpes Bourgogne :

Tableau n°19 – Évolution comparative en région Rhône-Alpes Bourgogne du « *critère B travaux* » et de la part du programme de remplacement des transformateurs de distribution HTA/BT pollués aux PCB dans le « *critère B travaux* »

(en minutes)	2007	2008	2009
« *critère B travaux* »	13	22	26,4
Part PCB dans le « *critère B travaux* »	2,4	8,2	12,1

Source : ERDF

La reprise des investissements (surtout sur les réseaux en HTA, pour ce qui concerne les investissements d'ERDF) et des actes de maintenance préventive (élagage en particulier) entraîne, également, à la hausse les coupures pour travaux. ERDF a indiqué lors de son audition par la CRE que le recours à des travaux sous tension ne suffit pas à endiguer ce phénomène.

Pour la région Rhône-Alpes Bourgogne, le « *critère B travaux* » est réparti comme suit : 40 % pour les transformateurs contenant des traces de PCB, 45 % pour les investissements et 15 % pour la maintenance.

ERDF indique qu'elle veille à informer les utilisateurs en cas de coupure pour travaux de plus de 4 heures.

Le recours aux travaux sous tension (TST)

Le choix entre les TST, la mise en place d'un groupe électrogène ou l'organisation de coupure pour travaux est réalisé au cas par cas lors de la préparation du chantier, en fonction de la faisabilité au regard de la sécurité des agents et de l'optimisation technico-économique basée sur la valorisation de l'énergie non distribuée (END). En BT, ERDF privilégie les TST lorsque ceux-ci sont possibles.

Deux types d'interventions sont ainsi préférentiellement réalisés en TST : les interventions de maintenance et les interventions d'exploitation. Le raccordement de nouveaux ouvrages, pour lesquels une consignation peut être réalisée par une ouverture de pont en TST puis, une fois l'ouvrage raccordé, une fermeture, est une intervention d'exploitation qu'ERDF considère comme une activité au cœur de ses métiers et qu'elle ne confiera pas à une entreprise extérieure.

Au niveau national, ERDF admet que les effectifs dédiés aux TST ont baissé au rythme des investissements de 1995 à 2005. Néanmoins, la tendance de ces effectifs est aujourd'hui stable.

Par exemple, en région Rhône-Alpes Bourgogne, l'augmentation du recours aux TST est la résultante d'un choix politique pour limiter l'impact des travaux d'ERDF sur la durée moyenne de coupures. Pour répondre à cette hausse, chaque URE de la région dispose d'équipes TST formées et équipées pour la réalisation de tous les types de TST sur les réseaux de distribution en HTA.

Selon ERDF, les effectifs ont par ailleurs été redéployés vers les zones davantage facteurs d'incidents.

La réglementation applicable aux travaux sous tension

Le décret du 16 février 1982[80] et la publication UTE C 18-510[81] ont conduit à la mise en place d'un comité des travaux sous tension (TST), qui fonctionne avec 3 sous-comités (HTB, HTA, BT) en charge :

- d'établir les règles de l'art (« *condition d'exécution du travail* » et fiches techniques) ;
- de valider les programmes de formation et d'agréer les centres de formation ;
- d'agréer les laboratoires de contrôle des outils.

Les intervenants TST en HTA doivent être formés et disposer des outils agréés[82]. Les intervenants, des entreprises de réseaux ou des gestionnaires de réseaux doivent être habilités en conformité avec la norme UTE 18-510. Concernant ERDF, le Cahier de prescription au personnel « *risques électriques* » habilite les agents en fonction de leurs compétences, de la formation qui leur a été dispensée et de leur niveau de pratique.

Le dispositif réglementaire actuel n'interdit pas à une entreprise industrielle d'habiliter, en fonction des contraintes précédentes, des intervenants TST en HTA. Néanmoins, cette activité est soumise à de lourdes contraintes économiques qui font obstacle au développement de la concurrence, telles que :

- la formation et l'entretien de la compétence des monteurs TST en HTA ;
- l'acquisition de l'outillage nécessaire et leur entretien (nacelles, perches, *etc*.) ;
- la gestion des délais de déplacements des équipes en regard des ouvrages sur lesquels elles interviennent.

ERDF considère que le recours à l'externalisation dans cette activité « *ferait peser des risques sur la maîtrise des coûts associés et sur la capacité à maintenir le potentiel actuel d'intervention (950 monteurs en TST HTA actuellement à ERDF)* ». ERDF se refuse, donc, à ouvrir cette activité à l'externalisation.

Toutefois le ministère du Travail prévoit de réviser début 2011, le décret n°88-1056 du 14 novembre 1 988 pour permettre à un employeur d'habiliter un salarié si ce dernier est titulaire d'une certification de personne délivrée par un organisme habilité par le COFRAC.

---

[80] Décret n°82-167 du 16 février 1982 relatif aux me sures particulières destinées à assurer la sécurité des travailleurs contre les dangers d'origine électrique lors de travaux de construction, d'exploitation et d'entretien des ouvrages de distribution d'énergie électrique.

[81] Publication UTE C 18-510 de novembre 1988, mise à jour en 1994 et 1998, relative au recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique (approuvée par arrêté du 17 janvier 1989).

[82] Article 8 du décret n°88-1056 du 14 novembre 1988 pris pour l'exécution des dispositions du livre II du code du travail (titre III : Hygiène, sécurité et conditions du travail) en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques.

Encadré n°19 – La politique d'ERDF de recours à l' externalisation

Les limites à l'externalisation posées par ERDF

Lors de ses auditions par la CRE, ERDF a rappelé que le recours à la sous-traitance ne répond que partiellement à ses besoins :

- les TST exigent un équipement et des compétences particulières ;
- les intervenants TST en HTA doivent être formés et disposer des outils agréés.

Selon ERDF, l'externalisation de certaines des activités de maintenance s'inscrit dans une démarche de politique industrielle pilotée par chaque région. ERDF estime que cette stratégie de sous-traitance ne doit pas être figée et doit s'adapter aux évolutions du contexte.

Notamment, ERDF doit prendre garde au niveau national aux pertes de compétences de maintenance des réseaux aériens induits par le départ progressif en retraite des agents compétents et du manque d'activité dans ce domaine, compte tenu de la part très majoritaire des travaux réalisés en technique souterraine.

L'essentiel des activités d'élagage, de mise à la terre et de traitement des PCB (part de charges d'exploitation) sont intégralement sous-traitées. Au contraire les travaux de réparation sont peu externalisés. Le choix des entreprises se fait selon un processus régional d'appel d'offres. Le tableau suivant fournit une évaluation quantitative des contrats de sous-traitance passés en région Rhône-Alpes Bourgogne :

Tableau n°20 – Évaluation quantitative des contrats de sous-traitance passés par la région Rhône-Alpes Bourgogne

Activités	Nombre de marchés passés	Volume annuel moyen sous-traités
Élagage	36	4,9 M€
Mises à la terre	9	1,75 M€
PCB	12	1,3 M€
Travaux de maintenance	49	1,1 M€
Travaux de réparation	49	1,25 M€

Source : ERDF

Par ailleurs, des cadres d'ERDF sont dédiés à la surveillance de la qualité des prestations externalisées. Le gestionnaire de réseaux se réserve un pouvoir de sanction et de rupture spécifié dans le contrat de sous-traitance.

1.4. – La réponse d'ERDF aux situations de crises s'est améliorée significativement

Suite aux tempêtes *Lothar* et *Martin* de 1999 et aux autres évènements climatiques exceptionnels qui ont suivi[83], ERDF a fait évolué sa réponse aux situations de crises. Ainsi, alors qu'en décembre 1999, EDF avait réalimenté 90 % de ses utilisateurs en 9 jours, le délai a été ramené à 4 jours pendant la tempête *Klaus* en 2009 et à 2 jours pendant la tempête *Xynthia* en 2010.

Après avoir décrit le phénomène de 1999 et les leçons qu'ERDF en a tirées, cette partie a pour objet de mettre en perspective les engagements pris par le distributeur dans le Contrat de service public face aux situations de crises et la stratégie de gestion de crises choisie pour mettre en œuvre ces engagements.

1.4.1. – Les leçons des différentes tempêtes qui ont touché la France ont permis d'améliorer la réponse d'ERDF aux situations de crises

Les tempêtes *Lothar* et *Martin* de décembre 1999 ont été définies comme des évènements climatiques exceptionnels dans la mesure où elles répondaient aux 3 critères suivant : un risque naturel, d'une durée de retour supérieure à 20 ans et dont les dégâts provoquent des coupures affectant plus de 100.000 personnes.

Les tempêtes Lothar et Martin de décembre 1999 ont marqué une étape dans l'organisation d'ERDF face aux évènements climatiques exceptionnels

Ces tempêtes ont confronté EDF Réseau Distribution à des dégâts sur les réseaux publics de distribution d'électricité d'une ampleur sans précédent. Sur leur passage, 70 % des réseaux furent endommagés, plus de 3 millions de clients privés d'électricité. Ces évènements exceptionnels ont souligné l'importance de la sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité face aux aléas climatiques, mais aussi de la préparation à la gestion des crises.

En effet, si le rapport « *Piketty* » met clairement en évidence l'importance de la sécurisation pour prévenir les coupures *a priori*, il souligne aussi l'enjeu primordial que constitue l'amélioration de la gestion des crises pour gérer les coupures *a posteriori*, coupures qu'il est presque impossible d'éviter face à des évènements climatiques exceptionnels dont il est très difficile de prévenir le retour.

Ainsi, lors des tempêtes *Lothar* et *Martin*, EDF s'est trouvée engagée dans une gestion des crises étalée sur plusieurs semaines. Le rétablissement de l'électricité mobilisa dans la durée, jusqu'à 3 semaines pour les départements les plus touchés, une multiplicité d'acteurs et de dispositifs techniques. Dans les premiers jours, l'impossibilité de disposer rapidement d'une vue globale et précise de la situation conduisit à sous-estimer la nature des dommages et le temps nécessaire à la réalimentation. Des initiatives locales furent prises, sans être nécessairement reliées à un niveau plus central de l'organisation.

La structuration du dispositif de gestion des crises, d'une part en fonction des enjeux et des problèmes identifiés et, d'autre part selon une double logique de décentralisation territoriale et de spécialisation fonctionnelle a nécessité plusieurs jours pendant lesquels les équipes du gestionnaire de réseaux n'étaient pas complètement efficaces. De même, en raison du manque et/ou de la faiblesse des informations collectées et transmises (nom, lieu, nature des dégâts, anomalies, caractère prioritaire) les agents sur le terrain n'ont pu apporter que des réponses limitées aux demandes des clients et résoudre que partiellement les problèmes techniques sur les lignes électriques. Ce manque d'informations s'est manifesté de façon particulièrement sensible en début de crise.

Ces dysfonctionnements ont fait prendre conscience à ERDF de la nécessité de produire des plans de gestion des crises et d'instaurer des exercices réguliers afin de préparer la survenue d'évènements similaires. ERDF a, donc, mis en place un important dispositif d'enquête abordant plusieurs thèmes afin de tirer des éléments d'interprétation et des enseignements opérationnels utiles à la gestion de telles situations. Selon Jean-Pierre Bourdier, alors Directeur Développement durable et Environnement au sein du groupe

[83] Tempêtes *Lothar* le 25 décembre 1999, *Martin* le 27 décembre 1999, *Klaus* du 23 au 25 janvier 2009, *Quentin* le 9 février 2009 et *Xynthia* le 26 février 2010.

EDF, ces enquêtes ont permis « *de prendre en compte l'expérience vécue, dans un but préventif, par une remise en cause des normes ou l'amélioration de la diffusion des connaissances* ».

ERDF s'est engagé dans une démarche de préparation face aux évènements climatiques de grande ampleur

Au-delà des préconisations du rapport « *Piketty* » sur la mise en place d'une politique de renouvellement des réseaux, ERDF a pris acte des dysfonctionnements subis suite aux tempêtes *Lothar* et *Martin* et a décidé que, dans le cadre de son organisation de crises, elle s'engagerait dans une démarche de préparation qui s'appuie sur la planification de la gestion de crises et sur la formation des agents.

En effet, la gestion de crise ne consiste pas seulement à réparer les installations et à remettre les lignes en fonctionnement. La mobilisation des équipes de gestion des crises doit être préparée à l'avance. Il est nécessaire d'avoir tissé, préalablement à la crise, un réseau aussi dense que possible de liens avec les entreprises privées, les autorités publiques et les administrations. ERDF doit aussi informer les particuliers et établir des liens de communication avec le public. Cette communication doit intervenir dès les toutes premières heures de la tempête et de façon continue. Lors des tempêtes *Lothar* et *Martin*, EDF Réseau Distribution a ainsi diffusé des recommandations de sécurité (ne pas toucher les fils à terre, ne pas mettre en route des groupes électrogènes sans avoir ouvert les circuits à l'amont de ces groupes, ne pas prendre de risque avec le contenu des congélateurs, *etc*.).

Les plans de gestion des crises

ERDF a établi, en collaboration avec ses partenaires et les services des collectivités territoriales et de l'État, des plans adaptés aux différents types de crises :

- le plan Communication et organisation en cas d'évènement grave[84] (COREG) ;
- le plan d'Aide à la décision pour les incidents électriques (ADEL) ;
- le plan de continuité d'activité en cas de pandémie ;
- le plan de reprise d'activité en cas de panne informatique.

Les équipes et leur formation

Mise en place en réponse aux dysfonctionnements en ressources humaines et en matériel connus par ERDF dans sa gestion des crises de décembre 1999, la Force d'intervention rapide électricité (FIRE) est un dispositif qui permet de mobiliser en quelques heures des agents venus de toute la France, ainsi que des *kits* de matériels prédéfinis afin d'agir au plus vite pour limiter la durée et la portée des ruptures d'alimentation en électricité. La liste de ces agents mobilisables est actualisée en continu.

Par ailleurs, ERDF a mis en place des formations à la gestion des situations de crises en direction de ses agents. Elle organise, en outre, régulièrement des exercices de simulation de crises. Par exemple, tous les ans, chaque URE doit simuler au moins un plan ADEL. En 2008, le distributeur a mené plus de 100 exercices sur le territoire national.

Un parc de groupes électrogènes

L'objectif premier d'ERDF étant de rétablir l'alimentation en électricité pour le plus grand nombre de clients qui en sont privés, les groupes électrogènes sont souvent privilégiés. ERDF a, en conséquence, choisi d'améliorer la gestion de son parc de groupes électrogènes.

---

[84] L'évènement grave est défini ici comme ce qui modifie le cours du temps ; l'évènement grave introduit dans tous les cas une rupture. L'Organisation mondiale de la santé définit l'évènement grave comme la « confrontation, brève ou prolongée, à une situation stressante, exceptionnellement menaçante ou catastrophique qui provoquerait des sentiments évidents de détresse chez la plupart des individus ».

Sur un plan logistique, ERDF dispose de 11 plates-formes de stockage de matériels, réparties stratégiquement sur tout le territoire national. Ce maillage permet de réunir rapidement les moyens nécessaires aux interventions des équipes sur le terrain, notamment 1.600 groupes électrogènes à Aix-en-Provence, Orléans et Bordeaux prêts à partir en 2 heures.

1.4.2. – Dans le Contrat de service public de 2005, ERDF s'est engagé à améliorer sa gestion des crises

Suite aux leçons tirées des évènements exceptionnels de décembre 1999, ERDF a pris des engagements qu'elle a consignés dans le Contrat de service public signé avec l'État en 2005. En effet, en cas d'aléa majeur affectant les réseaux ou de crises sur l'équilibre offre/demande en France, l'État attend du Groupe EDF dans ses activités de distribution et de commercialisation, qu'il regroupe ses moyens humains et techniques pour gérer la situation et mettre l'ensemble de ces moyens à la disposition des cellules de crises, et ce, sous la responsabilité des pouvoirs publics.

Dans le Contrat de service public, ERDF s'est engagé à : « *garantir, d'ici 2015, en cas de panne importante suite à un aléa climatique la réalimentation dans les 12 heures qui suivent la fin de l'aléa climatique, de sites accessibles à la population. La liste de ces sites sera établie en étroite concertation avec les responsables locaux, et notamment les collectivités locales à qui il appartient de définir les priorités en fonction du contexte local. EDF Réseau Distribution s'engage à transmettre un bilan de l'élaboration de cette liste et des travaux engagés le 1er juin 2006, puis chaque année à l'occasion du bilan annuel* ».

EDF Réseau Distribution s'est engagé à préparer les situations de crises :

- en maintenant un parc de secours de 600 groupes électrogènes répartis sur l'ensemble du territoire et en disposant d'un parc de réserve de 1.600 groupes électrogènes, ainsi que 850 groupes supplémentaires mobilisables sous 24 heures auprès de prestataires extérieurs ;

- en étendant la FIRE aux réseaux souterrains ;

- en étudiant des plans de réalimentation à partir de moyens de production décentralisés, préalablement établis ;

- en équipant 30 Agences de conduite réseau (ACR) d'un système de télé-conduite optimisé, permettant, notamment, d'améliorer la relation avec RTE EDF-Transport SA dans une logique de sûreté du système et de gestion des crises ;

- en poursuivant la convention d'assistance mutuelle avec EDF Energy et en cherchant à développer ce type de convention avec ses autres filiales importantes.

EDF Réseau Distribution s'est, également, engagé à gérer efficacement les ruptures d'alimentation :

- en assurant la réalimentation d'au moins 90 % des clients dans un délai de 5 jours, y compris en cas d'évènement climatique exceptionnel d'une ampleur similaire à celui subi en décembre 1999 ;

- en garantissant en cas de panne importante, le retour du courant dans les 12 heures qui suivent la fin de l'évènement climatique pour les sites sécurisés accessibles à la population ;

- en cas d'inondation, en garantissant la réalimentation des clients hors zone inondée selon des priorités définies par les pouvoirs publics.

Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

1.4.3. – Le dispositif mis en place par ERDF en cas de crises répond aux objectifs fixés dans le cadre du Contrat de service public

ERDF a mis en place un dispositif de gestion des crises détaillé qui associe l'ensemble de ses services et fait se succéder quatre étapes : l'alerte, la gestion des crises, la sortie de crises et le retour d'expérience (REX).

Le dispositif d'alerte permet d'agir au plus près du déclenchement de la crise

La veille avant la crise

ERDF dispose d'un système d'information de veille, appelé GERIKO, qui permet de diffuser des bulletins d'alerte à partir des prévisions de Météo-France. Le système GERIKO fournit une information à 2 jours qui s'affine avant le terme. ERDF explique que cet affinage demande une vigilance particulière au vu des situations où les zones prévisionnelles de vent fort sont amenées à évoluer dans les 24 heures précédant l'évènement, comme l'illustrent les prévisions ci-après :

Carte n°6 – Prévisions de GERIKO précédent l'arriv ée de la tempête Klaus le 21 janvier 2009 à 16h19

Source : GERIKO pour ERDF

Carte n°7 – Prévisions de GERIKO précédant l'arriv ée de la tempête *Klaus* le 22 janvier 2009 à 15h58

Source : GERIKO pour ERDF

Carte n°8 – Relevés de Météo France des rafales de vent de la tempête *Klaus* le 23 janvier 2009 à 14h40

Source : Météo France pour ERDF

Carte n°9 – Relevés de Météo France des rafales de vent de la tempête *Klaus* le 23 janvier 2009 à 17h39

Source : Météo France pour ERDF

La pré-mobilisation avant la crise

La pré-mobilisation consiste en une série d'étapes de préparation, planifiées et coordonnées au niveau national.

1. La première étape de pré-mobilisation consiste à placer en astreinte les agents en prévision d'une mobilisation éventuelle, tout en maintenant l'activité de l'entreprise, notamment en maintenant l'organisation du roulement des personnels pour l'exploitation des réseaux. Seules les interventions lourdes sont suspendues.

2. Lors de la seconde étape de pré-mobilisation, ERDF envoie ses groupes électrogènes de secours au plus près du parcours prévisionnel de la tempête, selon les prévisions de Météo France.

Par rapport à une mobilisation immédiate et hâtive, les étapes de pré-mobilisation présentent l'avantage, selon ERDF, de préparer l'entreprise sans engager prématurément de ressources matérielles ou financières. Le placement des agents en astreinte lors de la pré-mobilisation est considérablement moins onéreux que leur mobilisation en heures supplémentaires. ERDF estime, de surcroît, qu'une mobilisation générale trop rapide pourrait la conduire à mal orienter ses ressources, comme le démontre l'alerte du 21 janvier 2009 à 16h19, à la carte n° 6, qui présentait des rafales de vent de plus de 120 kilomètres par heure sur les côtes normandes, puis l'alerte du 22 janvier 2009 à 15h58, à la carte n° 7, qui présentait ces mêmes rafales de vent sur les côtes bretonnes.

Lors de la tempête *Klaus*, la pré-mobilisation a progressivement donné lieu à :

- la mobilisation des cellules de crises nationales, régionales et locales ;
- la mobilisation des équipes dans les régions menacées, notamment dans le Sud-Ouest, mais aussi dans des régions en dehors de l'alerte météorologique. Les sous-traitants furent également alertés ;
- l'avertissement du SERVAL : les transporteurs étaient mis en alerte et les plate-formes mobilisées pour le week-end.

En outre, aux premières heures de la tempête, ERDF a mobilisé sa FIRE, composée d'équipes issues de toutes les régions de France métropolitaine et de la Martinique, pour venir en aide aux agents ERDF du Sud-Ouest. Ces effectifs, au nombre de 3.900, ont été renforcés par l'appui de 2.400 salariés d'entreprises spécialisées et le soutien de 300 électriciens venus d'Angleterre, d'Allemagne et du Portugal.

L'alerte des équipes

METEOR est l'outil d'alerte d'ERDF à la maille territoriale, géré par 500 cadres qui se partagent une permanence 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Il s'agit d'un protocole formalisé de messagerie électronique utilisé lors de situations précises qui révèlent une dégradation des conditions d'exploitation des réseaux. Les agents d'exploitation, confrontés à une de ces difficultés, renseignent un message METEOR qu'ils envoient aussitôt à la direction. METEOR alerte ainsi, immédiatement et sans filtrage, l'ensemble de la hiérarchie jusqu'à la permanence de la présidence du directoire d'ERDF. Dans le cas où une série d'incidents survient, la direction d'ERDF est ainsi à même de prendre les mesures nécessaires.

Au-delà de ce rôle d'alerte dès le commencement des évènements exceptionnels, les messages METEOR alimentent aussi les données sur les tempêtes pour la construction des diagnostics et permettent à ERDF de mener sa communication au plus proche des évènements.

Figure n° 50 – Exemple de message METEOR d'alerte i ncident pour la journée du 24 janvier 2009

Source : METEOR d'ERDF

L'information des fournisseurs

Les fournisseurs peuvent s'informer auprès des cellules nationales et régionales grâce à un site Internet et un numéro de téléphone qui leur sont dédiés. Ils reçoivent, par ailleurs, un courriel deux à trois fois par jour.

La gestion des crises repose sur une importante complémentarité des ressources humaines et matérielles des niveaux nationaux, régionaux et locaux

L'évaluation des dégâts

L'organisation de crises d'ERDF est très dépendante de sa capacité à réaliser les diagnostics de ligne. Cette phase est essentielle pour analyser la nature des dégâts et définir la réponse d'ERDF à la crise, c'est-à-dire le matériel et les groupes électrogènes nécessaires. Pour ce faire, l'hélicoptère est le moyen le plus efficace, mais il est fortement dépendant des conditions météorologiques.

Lors de la tempête *Klaus*, les 12 hélicoptères mobilisés par ERDF ont dû attendre des conditions de vent favorables pour décoller. ERDF a alors pris la décision, compte tenu de la concentration des dégâts, de raccorder son parc de groupes électrogènes aux réseaux publics de distribution. Ce déploiement n'est pas systématique. En effet, lors de la tempête *Quentin* du 9 février 2009, les dégâts étaient diffus et ERDF a pris la décision de réaliser directement les mises en service.

Dans le cas de la tempête *Klaus*, 21 départements répartis sur 5 régions administratives ont été touchés (dont 17 départements dans lesquels plus de 10.000 points de connexion ont été coupés).

Carte n°10 – Nombre de points de connexion privés d'électricité par département lors des tempêtes

Source : ERDF

Lors de la tempête *Klaus*, les incidents survenus sur les réseaux publics de distribution ont essentiellement été la conséquence de chutes d'arbres (64 %). Les autres incidents ont été directement causés par le vent.

Figure n°51 – Origine des incidents sur les réseau x en HTA lors de la tempête *Klaus*

Source : ERDF

Au total, ERDF a comptabilisé 488 kilomètres de réseaux en HTA hors service, 1.356 départs HTA touchés et 7.100 lieux de défaut HTA répartis comme suit :

Tableau n°21 – Lieu d'origine des défauts sur les réseaux en HTA lors de la tempête *Klaus*

Réseaux en HTA		Méditerranée	Sud-Ouest	Ouest	Total
Nombre de départ HTA avec au moins un défaut HTA		130	1.090	136	1.356
Incidents isolés	Nombre de lieu de défaut	278	4.350	158	4.786
	Longueur de réseau cassé	41 km	433 km	19 km	493 km
	Nombre de support cassés	207	1.153	2	1.362
Réseau ruiné	Nombre de lieu de défaut	18	2.301	0	2.319
	Longueur de réseau cassé	20 km	468 km	0 km	488
	Nombre de support cassés	150	2.159	0	2.309
Cause	Arbre sur la ligne	30	3.147	17	3.194
	Casse par le vent	266	1.318	122	1.706
	Autre	0	21	19	40

Source : ERDF

Les ressources humaines disponibles pour gérer les évènements exceptionnels

Depuis les tempêtes de 1999, ERDF s'est doté des moyens humains nécessaires pour réalimenter au plus vite les clients privés d'électricité.

La composition et la coordination des équipes

Lors des situations de crises, ERDF est aujourd'hui en mesure de rassembler des équipes diverses et complémentaires. Elle peut compter sur les personnels :

- de la FIRE. Chaque URE d'ERDF fournit des ressources humaines et matérielles afin de réalimenter les utilisateurs des réseaux. La FIRE s'appuie sur des plates-formes logistiques et des *kits* spécifiques composés des matériels les plus fréquemment utilisés ;

- des filiales du Groupe EDF ;

- d'autres distributeurs français ou européens ;

- des entreprises de génie électrique grâce à un dispositif contractuel *ad hoc*[85].

Ainsi le Syndicat des entreprises de génie électrique et climatique (SERCE) indique que lors des évènements climatiques exceptionnels, ses entreprises mettent environ 2.500 monteurs à disposition d'ERDF. À la suite des intempéries de janvier 2009 dues à la tempête *Klaus*, les membres du SERCE étaient à pied d'œuvre dès le lundi 26 janvier 2009 à 7 heures du matin, les intempéries ayant commencé dans la nuit du vendredi 23 janvier 2009.

Dans le cas de la tempête *Klaus*, en rassemblant l'ensemble de ces équipes, 6.600 personnes avaient été mobilisées[86].

Figure n° 52 – Répartition entre les différents acteurs des ressources mobilisées lors de la gestion de la tempête *Klaus*

Source : ERDF

[85] Les entreprises se mettent à disposition d'ERDF, même si elles ont déjà des chantiers en cours. Elles reçoivent les ordres d'ERDF la veille de chaque intervention. La rémunération de l'entreprise est calculée sur la base d'une négociation antérieure aux intempéries entre le SERCE et ERDF, les rémunérations en situation normale et exceptionnelle diffèrent dans la mesure où les travaux et les horaires sont de nature différente.

[86] Au sommet de la mobilisation (le jeudi 29 janvier 2009), on dénombrait environ 4.000 agents d'ERDF mobilisés, assistés d'environ 250 agents d'autres distributeurs (français et européens) et d'environ 2.500 agents d'entreprises de travaux de réseaux.

La mobilisation des compétences vers les zones sinistrées et la coordination entre ERDF et les entreprises sont, donc, satisfaisantes, mais pourraient encore être améliorées, notamment du point de vue du délai de mobilisation. En effet, les agents de la FIRE ne connaissent souvent pas les réseaux électriques sur lesquels ils sont amenés à intervenir en situation exceptionnelle. Les entreprises du SERCE, d'implantation locale très proche du terrain, pourraient utilement apporter leur connaissance de l'infrastructure.

Cependant, si les compétences des équipes rassemblées par ERDF sont complémentaires et permettent une gestion améliorée de la crise, les dysfonctionnements concernant le matériel ont gêné le travail des entreprises du SERCE. En effet, lors des intempéries de janvier 2009, le stock de matériel, normalement assuré par ERDF, s'est avéré insuffisant pour les agents du SERCE présents en assez grand nombre et les entreprises ont dû recourir à leurs propres câbles.

Le soutien des pouvoirs publics

Le travail d'ERDF est, en général, facilité grâce à l'aide des pouvoirs publics, des préfectures et des gendarmeries.

Lors de la tempête *Klaus*, parmi les équipes fournies par les pouvoirs publics pour soutenir ERDF dans ses actions de gestion des crises, on retrouvait :

- les forces militaires : dans les Landes, dès le lendemain de la tempête, 300 hommes de l'armée de terre et de l'air avaient eu pour mission prioritaire d'aider au rétablissement des lignes électriques et de dégager les axes routiers ;

- la sécurité civile : pour dégager les axes de circulation « *afin que les services d'ERDF puissent intervenir dès que possible pour rétablir l'électricité en commençant par les sites prioritaires : maisons de retraite et établissements spécialisés* », la préfecture des Landes avait dépêché 4 unités de la sécurité civile sur le département des Landes, soit 100 hommes en renfort. La direction de la sécurité civile du ministère de l'Intérieur avait aussi envoyé une colonne de renfort et des moyens de travaux publics, gendarmes et pompiers.

En tout, le 4 février 2009, plus de 2.000 hommes étaient engagés sur le terrain pour rétablir au plus vite l'alimentation en électricité dont : 871 militaires, 261 gendarmes, 242 sapeurs-pompiers du département, 459 sapeurs-pompiers hors département, 332 agents de la sécurité civile et 20 agents de l'Office national des forêts.

Les cellules de crises

D'une manière générale, les plans de crises préfectoraux et ministériels prévoient la constitution de cellules de crises de différents niveaux :

- une cellule interministérielle au niveau national ;

- des cellules de crises de « *zone de défense* » à l'échelle régionale ;

- des cellules de crises préfectorales au niveau du département.

L'action d'ERDF est double. D'une part, ERDF participe à ces structures régionales et départementales. Et, d'autre part, elle constitue elle-même, à l'appui de ces premières cellules, des cellules de crises propres :

- une cellule de crises nationale, à laquelle participent les services centraux, en contact avec la cellule de crises interministérielle et qui coordonne l'ensemble des ressources, matériels et la communication ;

- des cellules de crises régionales, constituées par les régions ERDF concernées par l'évènement climatique, en relation avec les cellules de crises mises en place par les régions administratives. Dans le cas de la tempête *Klaus*, deux PC de crises régionaux avaient été mis en place à Toulouse et Marseille ;

- des cellules de crises territoriales, sous la responsabilité des directeurs territoriaux, qui communiquent à la fois avec les cellules de crises préfectorales et les services des mairies. Pour la

tempête *Klaus*, des PC de crises locaux dans les Landes, les Pyrénées-Atlantiques, la Haute-Garonne, l'Aude, les Pyrénées-Orientales, l'Hérault avaient suivi au plus près le déroulement des opérations sur le terrain.

Différentes bases Travaux, chargées de gérer l'organisation quotidienne des chantiers, étaient localisées dans les Landes (Mont-de-Marsan, Parentis, Dax, Cap Breton), en Aquitaine (Libourne, Cenon, Eysines, Langon, Facture, Agen, *etc*.) et en Midi-Pyrénées (Rodez, Millau, Grenade, Muret, Villefranche-de-Lauragais, Gaillac, Castres, Montauban, Caussade, Castelsarrasin, *etc*.).

En situation de crises, ERDF travaille aussi en étroite coopération avec les communes.

La cellule de crises installée dans chaque territoire est, notamment, en charge de la communication et des relations avec les maires et les pouvoirs publics territoriaux. Par ailleurs, plusieurs cadres participent aux cellules de crises préfectorales. En particulier, le directeur territorial assume la charge de porte-parole d'ERDF et prend note des priorités des élus.

La cellule de crises nationale d'ERDF est dotée d'un porte-parole national qui prend en charge la rédaction de deux à trois communiqués de presse par jour et d'un dossier de presse. L'organisation des déplacements pour les interviews y est, également, centralisée.

Cette coopération à chaque niveau et entre les différents niveaux est rendue possible car, pour tous les niveaux, qu'ils soient nationaux, régionaux ou territoriaux, les cellules de crises sont en charge de la communication, qui est, pour ERDF, un élément essentiel de la gestion des crises.

Figure n°53 – Articulation entre les cellules de c rises des autorités publiques et celles d'ERDF

Source : ERDF

Lors de son audition par la CRE, ERDF a insisté sur l'optimisation que son organisation régionale apporte à la gestion de crises grâce à une plus grande coopération entre les régions. Cependant, pour plus d'efficacité tant au moment de la gestion que de la sortie de crises, ERDF a déclaré, lors de son audition par la CRE, qu'elle doit dès à présent mieux associer les FIRE et les forces de sécurité civile.

Le rôle primordial de l'accueil téléphonique

L'accueil dépannage d'ERDF est constitué de 7 Centres d'appel dépannage (CAD) disponibles 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. En temps normal, ces CAD gèrent une zone géographique qui leur est affectée. En cas d'évènement climatique important, les CAD se regroupent. L'ensemble des centres est mobilisé, piloté

et renforcé au niveau national. La priorité est donnée à l'accessibilité. Pour répondre à cet objectif, les plateaux accueil acheminement d'ERDF et des fournisseurs peuvent venir en renfort.

Lors de la tempête *Klaus*, lors des premières 24 heures, ERDF a reçu 350.000 appels, soit autant qu'en un mois. Le taux de service, malgré la solidarité des autres centres d'appels, s'est avéré faible car il n'existe pas à ce jour de système permettant de répondre directement à autant d'appels.

Ainsi, lors de la tempête *Klaus*, le taux d'accessibilité était le suivant :

Figure n°54 – Taux d'accessibilité au service de dépannage *via* les centres d'appels lors de la tempête *Klaus*

Source : ERDF

Les ressources en matériel

Le matériel, conditionné sous forme de « *kits FIRE* », est réparti sur 11 plateformes et mobilisable en quelques heures sur l'ensemble du territoire. En complément, 2.500 groupes électrogènes basés sur 3 plateformes SERVAL sont, également, mobilisables.

Lors de la tempête *Klaus*, toutes les plateformes ont fonctionné 24 heures sur 24, assistées par la cellule de crises achat. Au total, plus de 8.000 tonnes[87] de matériel ont été acheminées et 3 airbus ont même été mobilisés.

[87] 8.000 tonnes de matériel soit 233 km de câbles HTA, 290 km de câbles BT, 257 km de câbles de branchement en BT, 14.616 isolateurs (soit 248 % de la consommation de l'année 2008), 287.800 pièces de connectiques et de raccords et 12.500 poteaux.

Figure n°55 – Organisation de gestion des crises lors de la tempête *Klaus* dans le Sud-Ouest

Source : ERDF

La sortie de crises consiste essentiellement à réaliser des travaux afin de réalimenter en électricité ceux qui ont été coupés

La réalimentation des utilisateurs

Lorsque les dégâts sont particulièrement importants, l'intention d'ERDF n'est pas de tout reconstruire à l'identique, mais de passer à un réseau souterrain en particulier pour les réseaux en HTA. Ce type de reconstruction modifie bien souvent le tracé des réseaux, leur raccordement et ne peut être réalisé en réparation immédiate. ERDF engage, alors, une concertation avec les élus pour mettre en œuvre cette phase de reconstruction.

ERDF a défini trois priorités à mettre en œuvre à court terme, lors de la réalimentation des zones privées d'électricité :

- réaliser et terminer les visites de réseaux de distribution afin d'identifier la totalité des dégâts et éliminer tout risque pour les tiers ;

- rétablir au plus vite une alimentation par les réseaux de distribution pour tous les sites qui restent alimentés par groupe électrogène ;

- renforcer les portions des réseaux fragilisés par une tempête ou tout autre aléa climatique majeur et susceptibles de connaître de nouveaux incidents (abattage d'arbres menaçant les réseaux, haubanage de supports, *etc*.).

Pour la tempête *Klaus*, 25.000 chantiers ont été identifiés, qui étaient d'étendue très variable, depuis le remplacement d'une pièce ou d'un support jusqu'à la reconstruction complète d'un tronçon de réseaux de distribution.

Les rythmes de réalimentation

ERDF est astreint par le Contrat de service public à assurer la « *réalimentation d'au moins 90 % des clients dans un délai de 5 jours, y compris en cas d'évènement climatique exceptionnel d'une ampleur similaire à celui subi en décembre 1999* ». Lors de son audition par la CRE, le gestionnaire des réseaux de distribution d'électricité a, néanmoins, souligné les contraintes de différentes natures qui limitent sa capacité de rétablissement de l'alimentation :

- les procédures d'accès aux réseaux publics de distribution qui doivent être réalisées dans des conditions de sûreté satisfaisantes pour ses agents et prestataires ;

- l'insuffisance du nombre de monteurs aériens lors des situations de crises.

Ainsi, alors qu'en décembre 1999, EDF avait réalimenté 90 % de ses utilisateurs en 9 jours, le délai a été ramené par ERDF à 4 jours pendant la tempête *Klaus* en 2009 et à 2 jours pendant la tempête *Xynthia* en 2010.

Figure n°56 – Rythmes de réalimentation des tempêtes de 1999 (moitié Sud de la France), *Klaus*, *Quentin* et *Xynthia*

Source : ERDF

Lors des opérations de remise en service des ouvrages, ERDF s'appuie sur des systèmes radios quelque peu obsolètes, mais efficaces qui n'ont pas posé problème lors de la tempête *Klaus*. Si certains agents ont pu se trouver face à la coupure du réseau de téléphonie sans fil sans autre moyen de communication, cette difficulté n'a pas concerné la majorité des techniciens.

Cependant, le système de communication du gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité doit être renouvelé et ERDF envisage, donc, trois solutions possibles et complémentaires :

- doter ses agents de téléphones satellitaires ;

- sécuriser une partie du réseau de relais de téléphonie mobile ;

- créer un système de communication propre à ERDF.

La stratégie de réalimentation d'ERDF lors de la tempête *Klaus* s'est largement appuyée sur le raccordement de groupes électrogènes[88] : 2.275 groupes électrogènes ont ainsi été envoyés et certains sont restés raccordés jusqu'à fin mars 2009 pour permettre la reconstruction des réseaux de distribution.

[88] Cette stratégie est conforme aux recommandations du Contrat de service public et du rapport « *Piketty* ».

Figure n°57 – Nombre de groupes électrogènes racco rdés sur les réseaux de distribution, lors de la tempête *Klaus*, du 25 janvier au 31 janvier 2009

Source : ERDF

Suite à la tempête *Klaus*, ERDF a décidé de mieux définir les modalités de secours des installations prioritaires[89], dont notamment l'alimentation des relais de téléphonie mobile, en relation avec les opérateurs, l'alimentation des sites stratégiques, en relation avec les pouvoirs publics, au travers d'un plan national de continuité d'alimentation en électricité et d'élaborer un outil performant de suivi des groupes électrogènes.

Le Retour d'expérience (REX)

Le Retour d'expérience vise à capitaliser les connaissances en tenant compte des réussites ou des échecs. Dans ce cadre, ERDF a déterminé une série d'insuffisances lors de la gestion des précédents aléas climatiques de grande ampleur concernant, notamment, l'amélioration de la communication de crise, le renforcement de la coopération avec les partenaires extérieurs et une meilleure gestion des matériels.

L'amélioration de la communication de crise

Suite aux critiques des autorités concédantes et des maires sur l'insuffisance de l'information qui leur a été apportée à la suite des tempêtes de janvier 2009, ERDF a convenu que sa communication avait été trop nationale lors de la tempête *Klaus* et a pris la décision de mieux intégrer celle-ci à son dispositif de gestion de crise :

- en faisant appel immédiatement à des renforts externes ;
- en améliorant la remontée des informations sur les réalimentations vers les CAD ;
- en améliorant la fluidité des informations entre les FIRE, les cellules techniques et les cellules territoriales ;

[89] ERDF utilise alternativement la notion d'« *installations prioritaires* » et de « *sites stratégiques* ». Ces notions recoupent par ailleurs la « *sécurisation d'un lieu de vie par commune* » au titre du Contrat de service public.

- en intégrant des Interlocuteurs privilégiés et des communicants dans les équipes des FIRE ;

- en se rapprochant des préfectures pour réaliser l'inventaire des sites stratégiques (maisons médicalisées, relais téléphoniques et radios, stations de pompage et d'épuration, *etc*.) ;

- en utilisant les radios locales pour l'information des clients.

ERDF doit, également, améliorer sa collaboration avec les radios locales pour informer les utilisateurs et faire appel à des renforts externes pour soulager les plateformes d'appels. ERDF va, par ailleurs, renforcer la communication entre ses différentes cellules de crises.

La mise en place de « correspondants tempête *»*

Suite à la tempête de janvier 2009, ERDF a décidé de généraliser, en collaboration avec les préfectures, le dispositif « *correspondants tempête* » initié en Gironde.

La finalité attendue de ce dispositif est d'accélérer le diagnostic pour faciliter le dépannage grâce à un meilleur partenariat sur le terrain. Dans ce cadre, les maires volontaires doivent désigner un « *correspondant tempête* » qui sera formé et informé par les services d'ERDF.

L'information dispensée par ERDF doit permettre aux « *correspondants tempête* » d'assurer les actions suivantes :

- établir le diagnostic grâce aux informations recueillies auprès de la population ;

- faciliter l'intervention des équipes ERDF sur les lieux d'incidents ;

- inviter les habitants de sa commune à ne pas appeler ERDF afin d'éviter la saturation de la cellule de crise, mais à recueillir des informations sur les dégâts causés aux réseaux électriques ;

- faciliter la communication avec ERDF pour raison sérieuse mettant en jeu la sécurité des personnes et des biens ;

- informer la population des recommandations d'usage en matière de sécurité, comme par exemple éviter de toucher les lignes électriques à terre.

De nombreuses autorités concédantes et leur fédération sont extrêmement dubitatives sur cette démarche. La FNCCR s'interroge, en effet, sur le but réellement poursuivi par ERDF en encourageant les mairies à déterminer parmi leurs personnels des « *correspondants tempête* » qui ne font pas partie de l'autorité concédante. La FNCCR considère que l'autorité concédante est l'interlocuteur naturel des élus et d'ERDF. En ce sens, elle préconise que les agents des autorités concédantes jouent le rôle de « *correspondant tempête* » en binôme avec des élus compétents géographiquement.

Les autorités concédantes craignent, également, qu'à travers ce dispositif, ERDF se dégage de sa responsabilité et la reporte sur les collectivités territoriales.

Renforcer la coopération avec les acteurs extérieurs

Afin de renforcer la coopération avec les acteurs extérieurs, ERDF a pour objectif de :

- renforcer les modalités de contractualisation de l'intervention des entreprises de travaux en cas de crises ;

- faire travailler les agents de la FIRE, qui ne connaissent souvent pas les réseaux publics de distribution sur lesquels ils sont amenés à intervenir en situation exceptionnelle, en collaboration plus étroite avec les entreprises du SERCE. En effet, du fait de leur implantation locale très proche du terrain, elles pourraient utilement apporter leur connaissance de l'infrastructure.

Une meilleure gestion des matériels quant à leur fiabilité et à leur disponibilité

Lors des intempéries de janvier 2009, le stock de matériel, normalement assuré par ERDF, s'est avéré insuffisant pour les collaborateurs du SERCE présents en nombre et les entreprises ont dû recourir à leurs propres câbles. ERDF prévoit, donc, d'améliorer la gestion de ses matériels quant à leur fiabilité et à leur disponibilité :

- en adaptant le contenu des *kits* ;
- en optimisant la transition entre l'envoi des *kits* et la fourniture en flux tendus ;
- en définissant les correspondances entre matériels étrangers et français pour mieux exploiter les complémentarités et éviter les incompatibilités ;
- en améliorant ses connaissances sur les conditions d'utilisation du matériel étranger.

Concernant l'étape de diagnostic de l'évènement, ERDF a pris la décision, à la suite à la tempête *Klaus,* d'améliorer le pré-positionnement des hélicoptères et de créer un outil d'aide à la décision pour améliorer le déploiement des moyens nécessaires.

Résumé

La réponse d'ERDF aux situations de crises s'est améliorée significativement. En effet, tirant les leçons des tempêtes qui ont touché la France en 1999, ERDF s'est engagée dans une démarche de préparation, notamment en termes de plans de gestion des crises, de formation des équipes et de mise à disposition du matériel, face aux évènements climatiques de grande ampleur, qu'elle a consignée dans les engagements pris dans le cadre du Contrat de service public signé avec l'État en 2005.

Afin de gérer plus efficacement les ruptures d'alimentation, ERDF a mis en place un dispositif de gestion des crises détaillé afin de rétablir l'alimentation en électricité le plus rapidement possible. Ce dispositif associe des outils de veille et d'alerte rapide, des ressources humaines diversifiées et des techniques de réalimentation performantes.

ERDF a su tirer parti des retours d'expériences à la suite des tempêtes qui ont touché la France depuis 1999 et a su diviser par 5, en 10 ans, le temps de réalimentation de 90 % des utilisateurs. Elle s'est aujourd'hui fixée comme objectif de travailler à l'amélioration de la communication de crises, au renforcement de la coopération avec les acteurs extérieurs et à la fiabilité et la disponibilité des matériels.

2. – Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité sont les principales sources de financement des dépenses destinées à l'amélioration du niveau de la qualité de l'alimentation

L'amélioration de la qualité d'alimentation pour les prochaines années implique la mise en œuvre de politiques d'investissement et de maintenance ambitieuses de la part d'ERDF. Par ailleurs, les autorités concédantes, en tant que maîtres d'ouvrage, réalisent également des investissements sur les réseaux publics de distribution. Se pose dès lors la question du financement de l'ensemble de ces investissements : les sources de financement actuelles permettent-elles de faire face à l'accroissement significatif des investissements ?

Le TURPE est la principale source de financement des investissements puisque, par construction, il couvre la totalité des besoins d'investissement d'ERDF et une part très significative de ceux des autorités concédantes. Par ailleurs, la CRE accorde une importance toute particulière à créer un cadre tarifaire favorable aux investissements.

Le mécanisme juridique actuel de financement des investissements est, donc, en mesure de répondre au défi d'une augmentation significative des investissements en faveur de la qualité d'alimentation.

Deux problèmes subsistent néanmoins. Tout d'abord, ERDF souhaite que les flux de trésorerie générés chaque année par ces activités opérationnelles assurent le financement de l'intégralité des investissements de l'année alors même que le TURPE finance ces investissements sur leur durée de vie. Parallèlement, il convient de souligner l'augmentation du poids du financement des investissements des autorités concédantes, dans le TURPE, alors que ces investissements n'entrent pas dans une stratégie globale d'optimisation et de recherche d'une meilleure qualité.

2.1. – Le TURPE est construit de manière à donner les moyens aux gestionnaires de réseaux d'accomplir au mieux leurs missions de service public

2.1.1. – Le TURPE se fonde sur les charges prévisionnelles du gestionnaire de réseaux ERDF

Conformément à l'article 4 de la loi du 10 février 2000, le TURPE doit couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux. Pour ce faire, à chaque nouvelle proposition tarifaire, ERDF soumet à la CRE, pour analyse, les trajectoires prévisionnelles des charges d'exploitation et de capital qui justifieront le niveau tarifaire pour la période à venir.

Les principaux postes de charges composant les charges d'exploitation du gestionnaire des réseaux sont les charges liées à la compensation des pertes, à l'utilisation du réseau public de transport, aux achats et services extérieurs autres que ceux liés à la compensation des pertes, aux charges de personnel, aux taxes (ou assimilées comme les contributions au FACÉ) et aux redevances de concession. Elles intègrent, donc, les charges participant au financement des investissements des autorités concédantes telles que les contributions au FACÉ ou les redevances. De même, les charges liées à l'exploitation des réseaux sont incluses dans les charges d'exploitation via les charges de personnel et les achats et services extérieurs.

Les charges de capital comprennent, d'une part, l'amortissement industriel des biens et, d'autre part, la rémunération financière du capital immobilisé ou Base d'actifs régulée (BAR) au coût du capital, fixé pour la durée du TURPE 3 au taux nominal avant impôt de 7,25 %. La BAR est déterminée à partir de la valeur nette comptable des actifs, indépendamment de leur mode de financement par le gestionnaire de réseaux ou les concédants. La BAR progresse au rythme des investissements mis en service et diminue du montant des dotations aux amortissements couverts par le tarif. Pour éviter une double rémunération, les apports externes d'ouvrage de l'année remis gratuitement par les concédants sont déduits des charges de capital de l'année.

Figure n°58 – Décomposition des charges de capital TURPE 3

Charges de capital = Rémunération - Apports externes + Amortissements

Source : CRE

2.1.2. – Le TURPE actuellement en vigueur prend en compte la trajectoire d'investissement ambitieuse proposée par ERDF

Lors de l'élaboration du TURPE 3, la CRE a privilégié la trajectoire d'investissement d'ERDF dite de redressement ciblé de la qualité, plus favorable à l'amélioration de la qualité d'alimentation. Ce *scénario* ambitieux comporte 20 % d'investissements supplémentaires dédiés à la qualité de desserte sur la période 2009 à 2012. Il s'agit, pour la CRE, de permettre aux gestionnaires de réseaux de disposer en partie des moyens nécessaires à la mise en œuvre d'une politique de redressement de la qualité :

- les investissements dans les réseaux publics de distribution financés par ERDF s'élèvent à 11,9 milliards d'euros sur la période 2009 à 2012 soit, en rythme moyen annuel, une hausse de 45 % par rapport à 2008. Cette enveloppe comprend 3,3 milliards d'euros au titre de la qualité d'alimentation ;

- ainsi, ERDF a pu accroître en 2009 le niveau des investissements liés à la qualité d'alimentation. Les investissements du distributeur se sont élevés à 2,3 milliards d'euros en 2009, soit une hausse de 13 % par rapport à 2008 ;

- les investissements « *imposés* » diminuent de 8 millions d'euros, principalement du fait de la baisse des raccordements des clients raccordés en BT avec une puissance inférieure à 36 KVA ;

- les investissements « *délibérés* » progressent de 224 millions d'euros dont 135 millions d'euros dédiés à la qualité de desserte, avec un accroissement :

  - du rythme d'enfouissement des réseaux en HTA (4.300 kilomètres contre 3.600 kilomètres en 2008) essentiellement dans le cadre du Plan aléas climatiques (soit une augmentation de 56 millions d'euros) ;

  - du remplacement pour obsolescence et continuité : soit une augmentation de 75 millions d'euros (remplacement de câbles HTA souterrains isolés au papier imprégné d'huile, poursuite du programme de traitement des accessoires de jonction fragiles, rénovations de postes sources HTB/HTA et de leurs contrôles commandes, en lien avec le programme d'adaptation des mises à la terre des neutres, remplacement des réseaux en BT, des branchements et des colonnes montantes).

Tableau n°22 – Trajectoire d'investissement sur la période 2009 à 2012

Années	2009	2010	2011	2012
Investissements d'ERDF	2.588 M€	2.732 M€	2.786 M€	3.770 M€

Source : CRE

Tableau n°23 – Trajectoire de la BAR sur la période 2009 à 2012

Années	2009	2010	2011	2012
BAR d'ERDF	28.450 M€	29.973 M€	31.558 M€	33.124 M€

Source : CRE

2.1.3. – Le compte de régulation des charges et des produits (CRCP) est un mécanisme qui assure à ERDF que l'intégralité de ses investissements sera financée par le TURPE

Les propositions tarifaires sont construites sur des hypothèses prévisionnelles de dépenses couvrant la période tarifaire. Des écarts entre prévisions et réalisations peuvent, donc, survenir. Pour plusieurs postes de charges, dont les charges de capital, ces dépenses sont éligibles au mécanisme du CRCP. *Ex post*, cela implique que l'évolution tarifaire couvrira les dépenses effectivement réalisées et non les hypothèses retenues lors des calages tarifaires initiaux.

ERDF est, donc, assuré de recouvrer l'amortissement et la rémunération associés aux investissements réalisés. Elle ne court, donc, pas de risque financier même dans l'hypothèse où les investissements dépassent les hypothèses retenues. De façon symétrique, ERDF ne retire aucun bénéfice d'un sous-investissement éventuel par rapport à ces hypothèses.

Les nouvelles règles de fonctionnement du CRCP mises en place dans le cadre du TURPE 3 assurent par ailleurs un recouvrement plus rapide que pour le TURPE 2. L'apurement du solde du CRCP a maintenant lieu chaque année alors que dans le cadre du TURPE 2 il n'était réalisé qu'en fin de période tarifaire. Cet apurement est réalisé dans la limite d'un impact sur le tarif de ± 2 % afin :

- d'éviter des variations trop importantes (augmentation importante du tarif suivie d'une baisse) ;
- de lisser dans le temps l'apurement des montants importants afin de faciliter l'acceptabilité des ajustements tarifaires.

2.1.4. – Un cadre tarifaire favorable aux investissements des gestionnaires de réseaux

Le cadre tarifaire mis en place pour le TURPE 3 introduit des innovations bénéfiques pour l'investissement.

En premier lieu, un mécanisme d'indexation des tarifs, couplé à une durée d'application de 4 ans garantit une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux sur l'évolution de leurs recettes d'exploitation. Cette indexation permet notamment de couvrir ERDF contre le risque d'inflation. Cette visibilité facilite notamment la programmation pluriannuelle des investissements réalisée dans le cadre des plans moyens termes.

Comme pour le TURPE 2, les postes de charges ou de produits difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables (comme par exemple les charges liées à la compensation des pertes) sont incluses dans le périmètre du CRCP, couvrant ainsi ERDF contre les risques financiers liés aux évolutions imprévisibles ou non-maîtrisables de ces postes de charges et de produits.

De surcroît, l'inclusion du risque « *volume* » dans le périmètre du CRCP, mise en œuvre dans le cadre du TURPE 3, est particulièrement sécurisante. Elle assure, en effet, à ERDF un niveau de recettes inchangé, toutes choses égales par ailleurs, quel que soit le niveau de consommation ou le nombre de ses clients.

Par ailleurs, la CRE a retenu un taux de rémunération des actifs de 7,25 % en ligne avec ceux pratiqués en Europe. L'étude réalisée en 2008 à la demande de la CRE par un cabinet externe a, en effet, montré que,

sur une base nominale avant impôt et « *iso-tax* », les taux retenus par les régulateurs des pays étudiés[90] se situent en valeur médiane à 7,5 % pour la distribution d'électricité (fourchette de 7 à 10,2 %).

Enfin, la régulation incitative de la qualité d'alimentation confère une rémunération supplémentaire aux investissements qui permettent une diminution de la durée moyenne de coupure.

Encadré n°20 – Les évolutions du TURPE sur la période 2009 à 2012

Au 1er août 2009, le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution a augmenté de 3 %. Puis de 2010 à 2012, chaque 1er août ce tarif évoluera selon la formule ci-dessous :

Évolution du tarif de distribution = Inflation + 1,3 % + Facteur d'apurement du CRCP

Nota bene : Le facteur d'apurement du CRCP est limité à ± 2 %. Le cas échéant, les montants non apurés sont reportés l'année suivante.

Dans ce cadre, le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution a augmenté de 3,4 % au 1er août 2010 du fait d'une inflation s'élevant à 0,1 % et d'un facteur d'apurement du CRCP atteignant la limite des 2 % (le montant à apurer était de 433,2 millions d'euros alors que, compte-tenu de la limitation à ± 2 %, l'enveloppe maximale à prendre en compte était de ± 214 millions d'euros, le solde restant sera apuré dans le cadre de l'ajustement tarifaire du 1er août 2011).

2.2. – ERDF est dans une logique privilégiant le financement sans recours à l'emprunt pour les investissements de renouvellement

Si le TURPE constitue la source principale de financement, la question se pose de la répartition temporelle de ce financement, entre ressources immédiates dégagées par le tarif, soit de l'autofinancement, et ressources futures, par le biais d'un recours à l'endettement.

Sur la période 2009 à 2012, les évolutions du TURPE devraient permettre à ERDF de dégager des flux de trésorerie suffisants pour couvrir quasiment la totalité de ses investissements. En 2009, les flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles d'ERDF se montent à 2,2 milliards d'euros[91] pour un montant de flux de 2,2 milliards d'euros[92] au titre des activités d'investissement. Ainsi ERDF a été en mesure d'autofinancer ses investissements pour l'année 2009 à hauteur de 99 %. ERDF a financé les 1 % restants, à hauteur de 16 millions d'euros, en recourant à sa trésorerie, qui est excédentaire.

ERDF, et son actionnaire EDF, considèrent que l'autofinancement devrait être un mode de financement privilégié des investissements et, en particulier, des investissements de renouvellement, compte tenu du fait qu'elle n'est pas propriétaire des biens inclus dans le périmètre de ses concessions, contrairement à la quasi-totalité des gestionnaires de réseaux de distribution européens. Ils considèrent en revanche que le recours à l'endettement est envisageable dans le cas d'investissements de développement.

La CRE considère, du point de vue financier tant dans la théorie que dans la pratique observée chez la plupart des gestionnaires de réseaux européens, qu'une telle différenciation ne peut être une doctrine énoncée a priori, en particulier lors de l'élaboration du cadre tarifaire. La CRE estime que le cadre financier d'élaboration des tarifs doit conduire à un niveau tarifaire permettant d'assurer le caractère soutenable des trajectoires tarifaires et d'investissement pour l'ensemble des parties prenantes, c'est-à-dire les utilisateurs de réseaux, les autorités concédantes, ERDF et son actionnaire.

---

[90] Autriche, Belgique, Irlande, Italie, Finlande, France, Pays-Bas et Royaume-Uni.
[91] Données issues des comptes 2009 d'ERDF.
[92] Exception faite des investissements qui sont porteurs de développement pour ERDF dont pourrait par exemple relever le déploiement généralisé des compteurs évolués.

2.3. – Le poids du financement des investissements des autorités concédantes dans le TURPE augmente alors même qu'ils ne participent que marginalement à l'amélioration de la qualité

Parallèlement aux investissements d'ERDF, le TURPE participe au financement des investissements réalisés par les autorités concédantes au travers :

- des contributions versées au FACÉ ;
- de la part « *investissements* » des redevances de concession ;
- des contributions destinées à l'amélioration esthétique des ouvrages.

Au titre des années 2007 à 2009, les montants en jeu ont été les suivants :

Tableau n°24 – Participation du TURPE au financement des investissements réalisés par les autorités concédantes pour les années 2007 à 2009 (en euros courants)

Participation du TURPE	2007	2008	2009	Moyenne 2007 à 2009
Contributions au FACÉ	322 M€	323 M€	326 M€	324 M€
Part « *investissements* » des redevances de concession	171 M€	192 €	236 M€	200 M€
Contributions destinées à l'amélioration esthétique des ouvrages	59 M€	57 M€	62 M€	59 M€
Total	**552 M€**	**572 M€**	**624 M€**	**583 M€**

Source : ERDF

Sur la même période, le montant des remises gratuites d'ouvrages s'élève en moyenne à 925 millions d'euros.

Le TURPE contribue, donc, pour plus de la moitié au financement des investissements des autorités concédantes.

Or, année après année, les montants toutes taxes comprises des travaux autorisés par le FACÉ et la part « *investissement* » des redevances de concession augmentent de façon significative, comme le montre le graphique ci-après :

Figure n°59 – Part « *investissements* » des redevances de concession sur la période 2004 à 2009

Source : ERDF

Figure n°60 – Montant total toutes taxes comprises des travaux autorisés par le FACÉ sur la période 2004 à 2009

Source : ERDF

La part « *investissement* » des redevances a ainsi augmenté de 54 % entre 2004 et 2009 et le montant toutes taxes comprises des travaux autorisés par le FACÉ de 17 %. Afin de justifier l'augmentation de leurs investissements, les autorités concédantes rencontrées et la FNCCR ont avancé l'idée que leurs investissements avaient suppléé ceux du concessionnaire « *défaillant* ».

Même si cet argument était recevable en montant global d'investissement, il ne peut l'être en termes de finalité et d'impact sur le niveau de qualité. En effet, la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes n'a ni pour objet ni pour effet, l'amélioration de la continuité d'alimentation, et ce pour trois raisons :

- la maîtrise d'ouvrage des collectivités s'exerce principalement sur les réseaux en BT qui ont un impact faible sur le niveau de qualité ;

- la maitrise d'ouvrage des collectivités est historiquement liée à l'électrification des zones rurales, c'est-à-dire à la réalisation des extensions et des renforcements de réseaux, qui n'a pas pour but premier la qualité d'alimentation ;

- depuis le début des années 1990 avec la mise en œuvre du nouveau modèle de cahier des charges (notamment son article 8) et la création de la tranche C du FACÉ réservée à l'amélioration esthétique des ouvrages, les autorités concédantes exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux d'enfouissement de réseaux. Là encore, le but premier n'est pas la continuité d'alimentation ou la sécurisation des réseaux, mais l'amélioration esthétique des ouvrages.

Ce n'est que récemment, en 2005, avec la création de la tranche S du FACÉ réservée à la sécurisation des réseaux en BT au travers de la résorption des fils aériens nus, que les objectifs de la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes ont connu une inflexion en faveur de la sécurité d'alimentation. Cette inflexion reste néanmoins modérée car, comme évoqué précédemment, leur maîtrise d'ouvrage reste la plupart du temps cantonnée aux réseaux en BT. Ainsi, en 2009, 88 % de l'investissement concédant ont été dirigés vers les réseaux en BT.

La figure, ci-dessous, illustre l'augmentation des investissements réalisés par les autorités concédantes ces dernières années :

Figure n°61 – Évolution des investissements d'ERDF et des autorités concédantes depuis 1980

Source : ERDF

Résumé

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité est la principale source de financement des dépenses destinées à l'amélioration du niveau de la qualité de l'alimentation. Le TURPE est construit de manière à donner les moyens aux gestionnaires de réseaux d'accomplir au mieux leurs missions de service public. Lors de l'élaboration du TURPE 3, la CRE a retenu la trajectoire d'investissement (prévisions d'investissement et de charges d'exploitation) ambitieuse proposée par ERDF.

Le cadre de régulation mis en place par la CRE est favorable aux investissements car : le mécanisme d'indexation des tarifs garantit une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux sur l'évolution de leurs recettes d'exploitation ; le Compte de régulation des charges et des produits (CRCP) couvre ERDF contre les risques financiers liés aux évolutions imprévisibles ou non-maîtrisables de certains postes de charges et de produits ; le taux de rémunération des actifs retenu par la CRE de 7,25 % est en ligne avec ceux pratiqués en Europe ; et la régulation incitative confère une rémunération supplémentaire aux investissements permettant une diminution de la durée moyenne de coupure.

ERDF, et son actionnaire EDF, considèrent que l'autofinancement devrait être un mode de financement privilégié des investissements et, en particulier, des investissements de renouvellement. Cependant, ils estiment que le recours à l'endettement est envisageable dans le cas d'investissements de développement.

Chapitre IV. –

Dans un contexte incertain, les perspectives d'amélioration de la qualité de l'électricité doivent être discutées

De forts changements traversent aujourd'hui les marchés de l'électricité liés aux évolutions réglementaires, sociétales ou environnementales et aux avancées technologiques. La transformation des réseaux électriques en réseaux intelligents constitue la clé de voûte de cette mutation.

1. – La qualité de l'électricité s'inscrit dans le contexte plus large de l'évolution des réseaux électriques et de leur utilisation..... 166

2. – Les politiques mises en œuvre par ERDF en faveur de la qualité de l'électricité gagneraient à être plus transparentes et partagées..... 175

1. – La qualité de l'électricité s'inscrit dans le contexte plus large de l'évolution des réseaux électriques et de leur utilisation

1.1. – L'afflux de production décentralisée aura un fort impact sur l'activité d'ERDF et de l'ensemble des gestionnaires de réseaux

La dernière Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité[93] du 15 décembre 2009 a transposé les objectifs ambitieux de production d'électricité d'origine renouvelable, que la France s'est fixés depuis le Grenelle de l'environnement. Ces objectifs de capacité de production ont été définis à l'horizon 2020, avec 19.000 MW d'origine éolienne, dont 4.659 MW sont déjà raccordés sur les réseaux ERDF depuis la fin du mois de juin 2010, et 5.400 MW d'origine photovoltaïque, dont 422 MW sont, également, déjà raccordés aux réseaux ERDF depuis la fin du mois de juin 2010.

Actuellement, pour des raisons de coût de raccordement ou de puissance-limite pour bénéficier de l'obligation d'achat[94], le raccordement de cette production se fait majoritairement sur les réseaux publics de distribution. Cela se traduit, donc, pour ERDF, par une augmentation significative du nombre d'installations de production raccordées à ses réseaux. Stable avec environ 2.000 unités de production jusqu'en 2004, le nombre d'installations raccordées augmente de façon exponentielle depuis cette date. En 2010, leur croissance trimestrielle est d'environ 20.000 unités de production (*cf.* figure ci-dessous).

La hausse de la capacité de production est essentiellement assurée par des unités de production éolienne d'une taille moyenne d'environ 6 MW, raccordées sur les réseaux en HTA. Par ailleurs, la grande majorité des installations nouvellement connectées sont de petites installations photovoltaïques raccordées sur les réseaux en BT, soit, à fin juin 2010, environ 74.000 installations de 1 à 3 kWc, sur 80.500 installations photovoltaïques et un total de 83.500 installations de production. Fin 2010, 140.000 installations de production d'une puissance inférieure à 36 kVA seront raccordées sur les réseaux de distribution. Par ailleurs, 7.700 MW de demandes de raccordement sont actuellement en cours d'instruction (dont 3.000 MW de photovoltaïque et 4.300 MW d'éolien).

---

[93] Prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000, la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité fixe la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle doit permettre d'en atteindre les objectifs par un développement équilibré de la production nationale, en termes de répartition entre énergies primaires et de sources renouvelables, de techniques de production et d'implantation géographique des investissements.

[94] L'article 10 de la loi du 10 février 2000 dispose que, sous condition de taille et de lieu d'implantation, notamment, certaines installations de production d'électricité peuvent bénéficier de tarifs réglementés d'achat de l'énergie produite. Les installations concernées sont, notamment, celles qui utilisent des énergies de sources renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, mais aussi celles qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés, ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur. Électricité de France ou les Distributeurs non nationalisés sont alors soumis à l'obligation d'achat de cette énergie.

Figure n°62 – Évolution du nombre d'installations de production d'électricité raccordées aux réseaux d'ERDF et évolution de la puissance associée

Les chiffres de 2010 sont ceux de la fin du mois de juin.
Source : ERDF

Cet afflux de production, tant en nombre d'installations qu'en termes de capacité, modifie les habitudes et le métier des gestionnaires des réseaux de distribution. Il transforme les réseaux publics « *de distribution* » en réseaux publics « *de distribution et de collecte* ». Les procédures d'exploitation doivent dorénavant tenir compte des installations de production raccordées aux réseaux. Pour les gestionnaires des réseaux de distribution, c'est aussi un important vecteur d'investissements. ERDF estime ainsi que, pour chaque gigawatt d'installation photovoltaïque, elle investit de 400 à 500 millions d'euros en raccordement et renforcement des réseaux qui malheureusement ne contribuent quasiment pas à l'amélioration de la qualité de l'électricité.

Par ailleurs, le raccordement de la production d'origine renouvelable conduit à des difficultés nouvelles. En effet, leur intermittence commence à mettre en cause l'équilibre entre la production et la consommation des « *petits* » réseaux de distribution insulaires, gérés par EDF SEI. Des questions similaires pourraient apparaître progressivement sur les réseaux métropolitains continentaux si le raccordement exponentiel des productions intermittentes devait se poursuivre.

1.2. – La hausse à venir de la consommation n'est pas compensée par les actions de maîtrise de la demande en énergie

La consommation des installations raccordées sur les réseaux de distribution français connaît, depuis une vingtaine d'années (*cf.* figure ci-dessous), une hausse continue. En BT, l'augmentation de l'énergie distribuée est quasi-linéaire depuis 20 ans, avec une hausse moyenne d'environ 3,7 TWh par an. En HTA, après une hausse à peu près similaire en valeur de 1990 à 2005, la consommation est revenue, en 2009, à son niveau de 2005.

Figure n°63 – Évolution de la consommation d'électricité (France métropolitaine continentale)

Source : RTE

Encadré n°21 – L'impact du véhicule électrique sur le système électrique

Le Véhicule électrique (VE) et le Véhicule hybride rechargeable (VHR) suscitent un engouement, tant politique que médiatique et industriel. Cependant, à moyen terme, le parc de véhicules thermiques ne sera pas totalement renouvelé. Selon les différentes estimations publiées par RTE, EDF, les industriels ou les pouvoirs publics, le parc automobile français ne devrait pas compter plus de 2 millions de VE ou VHR en 2020, et 4,5 millions en 2025.

Pour le système électrique, cela se traduira par un soutirage supplémentaire de l'ordre de 2 TWh par an et par million de VE. La hausse de consommation sur les dix prochaines années ne devrait, donc, pas excéder 1 % sur les réseaux publics de distribution, à répartir sur la période de 2010 à 2025. Pour autant, sans mesures particulières sur le moment de la recharge, on peut s'attendre à une déformation de la courbe de charge très supérieure à ce pourcentage, avec des dépenses d'investissement de renforcement supplémentaire induites par le raccordement des bornes de recharge rapide aux réseaux publics de distribution.

Dans son bilan prévisionnel 2009 et dans l'avenant de ce document publié en 2010, RTE propose des prévisions de consommation jusqu'en 2015 (*cf.* figure ci-dessous) et des tendances jusqu'en 2025. RTE estime, en particulier, que les secteurs résidentiel et tertiaire devraient continuer d'accroître leur demande en énergie électrique sur les réseaux publics de distribution. Pour le secteur résidentiel, la hausse serait en moyenne de 1,3 % par an jusqu'en 2025 et pour le secteur tertiaire de 1,1 % par an.

Ces hausses seront majoritairement imputables à l'accroissement du parc de logements et de bureaux, mais aussi au développement de certains usages de l'électricité (multimédia, climatisation, *etc*.) qui ne seront pas compensés par des mesures de maîtrise de la demande d'énergie (amélioration de l'efficacité énergétique, économies d'énergie, *etc*.), notamment d'isolation thermique et d'éclairage. À ce sujet, RTE rappelle que, si l'usage du chauffage électrique est largement privilégié dans les constructions neuves (jusqu'à 70 % pour les nouveaux logements), il se substitue même au chauffage au fioul lors de rénovations et d'installations de pompes à chaleur.

Figure n°64 – Prévisions de consommation d'électri cité (France métropolitaine continentale)

Source : RTE

Les gestionnaires des réseaux sont, eux aussi, incités à participer à l'augmentation de l'efficacité énergétique en réduisant leurs pertes en ligne. La part dite « *technique* » des pertes électriques sur les réseaux publics de distribution représente, en effet, environ 3,5 % de l'énergie consommée par les consommateurs raccordés, soit environ 13 TWh en 2009, pour 366,7 TWh consommés.

Cette énergie est essentiellement dissipée par les transformateurs et les conducteurs. Sur les réseaux publics de distribution, la réduction des pertes techniques peut s'opérer dans quatre domaines complémentaires :

- utilisation d'équipements plus performants (transformateurs à haut rendement, conducteurs moins résistifs, *etc*.) ;

- optimisation de la circulation des flux d'énergie (production plus près de la consommation, lissage de la courbe de charge, diminution du réactif, réduction du déséquilibre de phases, *etc*.) ;

- amélioration de l'architecture des réseaux (optimisation des longueurs de lignes, diminution des longueurs de réseaux en BT au profit de la HTA, *etc*.) ;

- amélioration de l'exploitation et de la maintenance des réseaux (vérification du serrage des bornes, remplacement des équipements défaillants, *etc*.).

Toutes ces démarches concourent, directement ou indirectement, à améliorer la qualité de l'alimentation en électricité.

1.3. – Les technologies de *Smart grids* deviendront indispensables à l'exploitation des réseaux et constitueront un des leviers de l'amélioration de la qualité de l'alimentation en électricité

Au cours des années 2000, les projections d'intervention massive des Nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) dans les réseaux électriques et les nouvelles contraintes pesant sur les gestionnaires de réseaux, telles que l'augmentation de la capacité de la production d'énergie de sources renouvelables, souvent répartie et intermittente, la nécessité d'offrir de nouveaux services et une meilleure information aux consommateurs et les nouveaux objectifs de qualité d'alimentation et d'efficacité dans l'exploitation de leurs réseaux, ont fait émerger le concept de réseaux électriques intelligents, ou *Smart grids*.

Il n'existe pas de définition admise par tous des *Smart grids*. Néanmoins, les différentes définitions pointent deux composantes essentielles des réseaux intelligents : leur aptitude à la communication et à l'interaction. L'intégration des NTIC dans ces réseaux permet d'échanger des données entre les différents acteurs du système électrique et ainsi de mieux connaître, gérer et contrôler ce système. Ce caractère communicant est la condition qui permet l'interactivité. Les réseaux sont dits interactifs en ce qu'ils prennent en compte les actions de tous les acteurs du système électrique, du producteur au consommateur en passant par les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs, tout en assurant la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ces réseaux.

Les technologies de *Smart grids* apportent de nouveaux outils au service de la gestion des réseaux publics de distribution tels que les Systèmes d'information géographique (SIG) pour la maintenance et la gestion patrimoniale, les systèmes de supervision (*Supervisory control and data acquisition* – SCADA) pour la téléconduite, les systèmes de gestion des réseaux (*Distribution management system* – DMS) pour la gestion des flux et la planification, ou encore les systèmes de compteurs communicants. Ces outils nécessitent la mise en place de nouveaux capteurs et instruments sur les réseaux électriques, tels que les appareils électroniques de surveillance et de protection, les organes de coupure manœuvrables à distance et les compteurs évolués disposant de systèmes de communication bidirectionnelle et d'organes de coupure.

La mise en œuvre des technologies de *Smart grids* sera un des facteurs d'amélioration de la qualité de l'alimentation en électricité. Ainsi, la prévention des coupures et la réalimentation après coupure seront perfectionnées par la mise en œuvre du délestage partiel voire sélectif ou par l'usage des réseaux autocicatrisants. En outre, tant les appareils de mesure installés sur les réseaux que les compteurs évolués posés en chaque point de livraison (35 millions de capteurs sur les réseaux en BT) permettront un bilan précis de la qualité en fournissant aux gestionnaires de réseaux, aux fournisseurs et aux autorités concédantes des mesures précises. Les compteurs communicants *Linky* enregistreront ainsi le nombre et la durée des coupures, ainsi que les excursions de la tension en dehors de ses plages réglementaires.

Encadré n°22 – Les systèmes de comptage évolués, le compteur communicant et le programme *Linky*

Conformément au décret en Conseil d'État du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité, pris en application du IV de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et pris sur proposition de la CRE, les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution « *mettent en œuvre des dispositifs de comptage permettant aux utilisateurs d'accéder aux données relatives à leur production ou leur consommation et aux tiers autorisés par les utilisateurs à celles concernant leurs clients* ».

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution ont, donc, pour obligation de mettre en place de nouveaux systèmes de comptage, dits « *systèmes de comptage évolués* ». L'existence d'un système de comptage évolué implique, d'une part, la mise en place de nouveaux compteurs dits « *compteurs communicants* » capables de stocker les informations résultant des mesures et, d'autre part, l'établissement de systèmes de transmission de données permettant la circulation rapide et fiable des informations contenues dans les compteurs entre les utilisateurs, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs, sans discrimination.

Alors que les compteurs d'énergie électrique actuels sont en majorité des compteurs électromécaniques qui mesurent la consommation, mais nécessitent l'intervention d'agents pour la relève de cette consommation, le compteur communicant, pièce maîtresse des systèmes de comptage évolués, permettra d'échanger des données à distance, mais aussi d'améliorer l'information des utilisateurs et la qualité du service rendu, et de favoriser les actions de maîtrise de la demande d'électricité. En lien avec le système d'information du gestionnaire de réseaux, le nouveau compteur permet la relève, à la demande ou de façon automatique, de la consommation électrique et des informations sur la qualité d'alimentation (coupures et excursions de la plage de tension réglementaire).

Figure n°65 – Architecture d'un système de comptag e évolué

Source : CRE

Les objectifs de la mise en place des systèmes de comptage électrique évolués

La mise en place de systèmes de comptage électrique évolués répond à plusieurs objectifs issus, notamment, des recommandations de la CRE, du décret du 31 août 2010 et des objectifs du Grenelle de l'environnement.

1. *Facilitation et amélioration du suivi de la qualité de l'alimentation en électricité pour les gestionnaires de réseaux*

Les systèmes de comptage évolués seront, pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution, un outil de diagnostic et de suivi de la qualité de l'alimentation en électricité. Ils pourront suivre au plus près les coupures (date de survenance et durée des coupures longues et brèves) et l'évolution de l'onde de tension (date et durée des excursions de la tension hors de la plage réglementaire) sur leurs réseaux. Ce suivi leur permettra, en outre, d'orienter les investissements.

2. *Amélioration de l'information de l'utilisateur*

La qualité de l'information de l'utilisateur sur sa consommation est un facteur essentiel de l'optimisation des paramètres de sa fourniture, de la maîtrise de la consommation, et de la qualité de sa relation avec les différents acteurs du marché de l'électricité.

Ainsi, le compteur communicant permettra d'une part, de renseigner l'utilisateur sur la qualité de l'électricité qui lui a été délivrée et, d'autre part, de faire évoluer ses modes de consommation. Il est généralement

admis que la faculté de l'utilisateur à visualiser sa consommation précisément, et à échéance rapprochée, devrait induire une réduction de sa consommation d'énergie électrique de l'ordre de 5 à 15 %.

3. Contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, aux économies d'énergie et à l'intégration des énergies de sources renouvelables

Les nouveaux systèmes de comptage permettront d'inciter les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation globale est la plus élevée afin de faire des économies d'énergie, de réduire les émissions de gaz à effet de serre. De plus, les nouveaux systèmes de comptage permettront de mieux intégrer les énergies de sources renouvelables, car ils mesurent les flux d'énergie en soutirage comme en injection.

Les avantages et les critiques de la mise en place des systèmes de comptage électrique évolués

Les avantages de la mise en œuvre des systèmes de comptage évolués apparaissent nombreux, tant pour les utilisateurs que pour les gestionnaires de réseaux ou les fournisseurs :

- pour les utilisateurs : notamment, la relève sans dérangement, la réalisation des diagnostics et des interventions courantes à distance, des tarifs adaptés et variés ;

- pour les gestionnaires de réseaux : la réduction des coûts de fonctionnement par l'automatisation croissante des relevés, l'amélioration des gains de productivité, le développement de l'interopérabilité, une gestion plus fine de la continuité de service, permettant d'anticiper des évènements pouvant entraîner un *black-out*, une meilleure connaissance des réseaux (alertes pour détecter une panne future, accélération de la phase de recherche de défaut) et, donc, la modernisation du métier traditionnel de gestionnaire de réseaux. Les atouts du compteur communicant en termes de pilotage des réseaux (connaissance des creux de tension, coupures) permettront de mieux orienter les investissements ;

- pour les fournisseurs d'électricité : la possibilité de dresser des grilles tarifaires plus adaptées aux profils de consommation des clients, l'amélioration de la fluidité du marché, une meilleure maîtrise de la demande d'électricité.

Si l'intérêt des systèmes de comptage évolués ne fait pas de doute et n'est pas contesté, leur mise en place et leur fonctionnement futurs suscitent un certain nombre de questions des associations de consommateurs et de la FNCCR, notamment quant au coût de leur mise en place. La FNCCR met ainsi en regard le coût d'installation des 35 millions de compteurs, chiffré par ERDF à 4 milliards d'euros, et les investissements nécessaires pour mettre en œuvre le plan de modernisation et de sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité, chiffré par la FNCCR à 8 milliards d'euros.

Le programme* Linky *d'ERDF

Suite à la communication de la CRE du 6 juin 2007, ERDF a engagé une expérimentation pour la mise en place à grande échelle, sur les installations d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en BT, d'un système de comptage évolué. Cette expérimentation, ou programme *Linky*, vise à développer et expérimenter des compteurs communicants, qui permettront d'améliorer l'information des consommateurs et la qualité du service rendu et de favoriser les actions de maîtrise de la demande en électricité. Ce programme est un élément clé de la politique française en matière de *Smart grids*, domaine recensé comme stratégique pour la croissance verte en France, pour la maîtrise des consommations électriques, notamment en période de pointe, et pour l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques.

L'expérimentation *Linky*, a débuté en mars 2010. Elle concerne environ 200.000 compteurs en région lyonnaise et 100.000 compteurs en Touraine. Elle a, notamment, pour objectif de déterminer le coût du remplacement de l'ensemble des compteurs en France. En application du décret du 31 août 2010, cette période de validation du dispositif devait s'achever le 31 décembre 2010, mais, conformément à une recommandation de la CRE et à une demande du ministère de l'Énergie, cette expérimentation est prolongée au moins jusqu'au 31 mars 2011 permettant une évaluation du système en période de froid. Le décret demande, par ailleurs, que l'installation de compteurs communicants dans tous les logements neufs commence dès le 1er janvier 2012. À partir de cette date, 35 millions de compteurs communicants seront progressivement installés par les gestionnaires de réseaux sur l'ensemble du territoire national.

La réussite du programme *Linky* est un enjeu stratégique pour la France. Il s'agit de poursuivre la modernisation du système électrique français, en améliorant le service rendu aux utilisateurs, d'accélérer la maîtrise de la consommation d'énergie et les gains de pouvoir d'achat qui en résultent, et de saisir l'opportunité, pour la France, d'être à la pointe dans un secteur industriel créateur d'emplois en plein essor au niveau mondial.

Résumé

La qualité de l'électricité s'inscrit dans le contexte plus large d'évolution des réseaux électriques et de leur utilisation. Cette évolution est, notamment, marquée par l'afflux de production décentralisée d'énergie électrique. D'origine notamment éolienne et photovoltaïque, elle a un fort impact sur l'activité d'ERDF et de l'ensemble des gestionnaires de réseaux. En effet, cet afflux de production transforme peu à peu les réseaux publics « *de distribution* » en réseaux publics « *de distribution et de collecte* » et contraint les gestionnaires de réseaux à tenir compte de cette évolution dans leurs investissements et dans leurs procédures d'exploitation des réseaux.

L'évolution des réseaux publics de distribution d'électricité se caractérise, en outre, par la hausse ininterrompue de la consommation des installations raccordées, et ce malgré les mesures de maîtrise de la demande en énergie. Cette hausse est due, notamment, à l'accroissement du parc de logements et de bureaux et au recours aux nouvelles technologies, très consommatrices en énergie.

Les technologies de *Smart grids* font évoluer l'utilisation des réseaux électriques. Ainsi, face aux projections massives d'intervention des nouvelles technologies de l'information et de la communication et aux nouvelles contraintes pesant sur les gestionnaires de réseaux, les *Smart grids* facilitent l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, et de fait, améliorent la qualité de l'alimentation en électricité.

2. – Les politiques mises en œuvre par ERDF en faveur de la qualité de l'électricité gagneraient à être plus transparentes et partagées

2.1. – ERDF est à la recherche d'un nouveau *modus vivendi* avec les autorités concédantes

La répartition du personnel des centres entre les activités de fourniture/commercialisation et de distribution, occasionnée par l'ouverture des marchés, a affaibli l'ancrage territorial d'ERDF. Cet éloignement des territoires a été d'autant plus marqué que les contrats dits GRD-F[95] entre le gestionnaire de réseaux et le fournisseur ont rendu ERDF moins visible par ses utilisateurs en attribuant aux fournisseurs l'essentiel de la responsabilité de la relation clientèle. À présent, les autorités concédantes et les organisations syndicales salariales d'ERDF voient dans la réorganisation d'ERDF une des causes de la dégradation de la continuité d'alimentation.

La modalité de régulation choisie par la CRE, et par toutes les autres autorités de régulation européennes, consiste à imposer aux opérateurs des obligations de résultats et non de moyens. C'est pour cette raison que la CRE, dans le cadre de ses compétences tarifaires, a mis en place une régulation incitative qui encourage ERDF à rechercher le juste équilibre de maîtrise de ses coûts d'exploitation et d'amélioration de la continuité d'alimentation.

2.1.1. – ERDF et les autorités concédantes sont amenées à faire évoluer leurs relations concessives

Il n'y a aucune raison qu'une réorganisation du gestionnaire de réseaux entraine automatiquement une dégradation significative de la continuité d'alimentation. C'est d'ailleurs ce que l'on constate si on analyse le délai d'intervention en curatif, les dépenses de maintenance préventive, le délai de réalimentation lors des récents évènements climatiques exceptionnels et le temps de coupure pour défaut d'élagage.

Néanmoins, les autorités concédantes ont une perception différente de l'impact de la réorganisation d'ERDF. Cette difficulté d'appréciation démontre *a minima* que le cadre du modèle de cahier des charges de concession de 1992, même s'il a été revisité en 2007, ne leur permet pas de réaliser leur mission de contrôle comme elles l'entendent, notamment en ce qui concerne les enjeux de continuité d'alimentation. Ainsi, ERDF ne communique pas toujours au concédant les chiffres que celui-ci estime nécessaires à son action de contrôle et les demandes des autorités concédantes outrepassent parfois le cadre du cahier des charges de concession.

Cette insatisfaction des autorités concédantes relève, en partie, de l'évolution de l'organisation d'ERDF, mais aussi des objectifs que se fixent les autorités concédantes face aux nouvelles préoccupations énergétiques et écologiques de notre société.

C'est pourquoi la CRE encourage ERDF, les autorités concédantes et la FNCCR à continuer leur démarche d'adaptation des relations concessives, non seulement en faveur de la transparence nécessaire au contrôle de l'activité par l'autorité concédante, mais aussi, et surtout, pour améliorer le pilotage local de la continuité d'alimentation. Cette adaptation pourrait prendre la forme d'une évolution du modèle de cahier des charges de concession de 1992 autant que des conventions cadres et devrait, en tout état de cause, tenir compte de la diversité des autorités concédantes.

[95] Le contrat GRD-Fournisseur (GRD-F) définit les obligations et les responsabilités du Gestionnaire de réseaux de distribution (GRD), du fournisseur d'électricité et du consommateur final. Chaque fournisseur d'électricité doit avoir signé un contrat GRD-F pour pouvoir proposer un contrat unique à ses clients.

2.1.2. – La répartition de la maîtrise d'ouvrage doit être adaptée aux enjeux de qualité

Dans une perspective d'amélioration de la continuité d'alimentation, la répartition de l'ensemble de la maîtrise d'ouvrage entre gestionnaire de réseaux et autorité concédante devrait refléter clairement les responsabilités de chaque maître d'ouvrage et reposer sur des circuits de financement assainis.

En effet, le partage actuel de la maîtrise d'ouvrage n'est pas satisfaisant dans la mesure où la responsabilité de la fiabilité et de la sécurité des différents ouvrages de réseaux est diluée entre le gestionnaire de réseaux et l'autorité concédante. Ainsi, sur les réseaux en BT, si l'autorité concédante tend à conserver la maîtrise d'ouvrage des travaux de renforcement et de sécurisation, *via* les programmes du FACÉ, le concessionnaire demeure responsable du renouvellement. C'est dans ce contexte que la FNCCR et ERDF se renvoient la responsabilité du remplacement des réseaux en BT aériens à fils nus de faible section. Tandis que le Plan aléas climatiques en attribue explicitement le remplacement aux programmes du FACÉ, la FNCCR considère qu'ERDF devrait accélérer son action de résorption de ces réseaux. De même, les opérations de raccordement sont soumises à une répartition de la maîtrise d'ouvrage complexe et variable suivant la concession, qui nuit à la qualité de service des utilisateurs.

La clarification des missions respectives du gestionnaire de réseaux et de l'autorité concédante et l'affectation de la maîtrise d'ouvrage correspondante amélioreraient l'action en faveur de la continuité d'alimentation, en apportant davantage de transparence sur les responsabilités des acteurs.

Par ailleurs, les modalités de financement des actions de maîtrise d'ouvrage sont, elles aussi, insatisfaisantes. Aujourd'hui, elles conduisent, notamment, à mieux sécuriser les réseaux en BT, alors que les réseaux en HTA sont à l'origine d'une part très significative de la durée de coupure. Les modalités de financement devraient inciter à favoriser l'efficacité des investissements au regard des responsabilités attribuées à chaque maître d'ouvrage et à en contrôler le volume.

En tout état de cause, le partage de la maîtrise d'ouvrage ne peut s'entendre que dans un cadre collaboratif dans lequel s'articulent les actions des différents maîtres d'ouvrages. Si toute adaptation du cadre contractuel s'avérait impuissante à faire émerger les champs de responsabilité des différentes parties prenantes dans un cadre financier incitatif pour tous, il serait souhaitable de mettre fin au partage actuel de la maîtrise d'ouvrage et d'en attribuer l'ensemble au gestionnaire, seul à disposer des moyens humains et matériels nécessaires.

2.1.3. – De nouveaux indicateurs de la continuité d'alimentation améliorent la transparence nécessaire au contrôle des concessions

ERDF doit transmettre des indicateurs supplémentaires aux autorités concédantes afin d'améliorer sa transparence

L'évolution des relations concessives vers un cadre favorable à l'amélioration de la continuité d'alimentation ne se limite pas à la révision de la maîtrise d'ouvrage. Malgré le protocole d'accord du 26 mars 2009 entre la FNCCR et ERDF, qui établit une liste d'indicateurs qu'ERDF s'engage à transmettre, les autorités concédantes auditionnées estiment encore que les chiffres produits par ERDF sont insuffisants pour analyser correctement l'évolution de la performance de leurs réseaux.

Pourtant, ERDF transmet, d'ores et déjà, en plus de la liste établie en collaboration avec la FNCCR, d'autres indicateurs, et notamment, la part du « *critère B* » qui relève d'un évènement sur les réseaux en HTA, le détail du « *critère B incidents* » selon le type d'incident (évènements climatiques exceptionnels, autres causes climatiques, défaillances, *etc*.), ou la pyramide des âges, année par année, des différents types d'ouvrages de réseau.

Néanmoins, afin que les autorités concédantes puissent mieux contrôler l'évolution de la continuité d'alimentation, outre les nombreux indicateurs des Comptes rendus d'activité de concession (CRAC), ERDF a décidé de se montrer davantage transparent vis-à-vis d'elles en leur transmettant des indicateurs supplémentaires. Ces indicateurs permettent ainsi d'assurer à l'autorité concédante que le gestionnaire de réseaux met en œuvre un programme d'investissement cohérent en faveur de la continuité d'alimentation. ERDF transmet, notamment, aux autorités concédantes :

- un corpus d'indicateurs permettant de suivre localement la mise en œuvre du Plan aléas climatiques ;

- la répartition des investissements « *délibérés* » entre les réseaux en HTA et en BT.

Avec le regroupement progressif des concessions, chaque autorité concédante présente un territoire de plus en plus hétérogène, au regard, par exemple, de l'urbanisation, de la nature des sols et de la végétation. Les données transmises par ERDF à la maille de la concession s'avèrent, donc, de moins en moins pertinentes pour estimer l'évolution de la continuité d'alimentation. Pour cette raison, ERDF transmet, en outre, aux autorités concédantes, dès lors qu'elles sont départementalisées, des données à une maille infra-concessive, permettant notamment d'apprécier les performances des réseaux ruraux, semi-urbains et urbains.

Cependant, l'estimation locale de la continuité d'alimentation se heurte parfois à des difficultés techniques. En effet, certaines données ne peuvent pas être transmises, parce que leur mesure n'est pas possible ou que leur recensement n'est pas organisé. Pour autant, des indicateurs sont établis afin de mieux estimer la vétusté et la fiabilité des réseaux et la réactivité du gestionnaire.

Le « *critère G* » pourrait, notamment, être remis à jour. Utilisé dans les années 1980 pour guider l'investissement en faveur de la qualité, cet indicateur était construit par agrégation de différents critères de qualité, entre autres le nombre annuel d'utilisateurs en BT subissant plus de 6 coupures, le nombre annuel d'utilisateurs en BT subissant plus de 3 heures de coupure sur incident en moyenne tension, l'écart entre la durée annuelle moyenne d'interruption pour travaux et l'objectif déterminé pour 1995. Il s'agissait d'un indicateur normé qui représentait l'alimentation des utilisateurs les moins bien desservis. Son suivi permettait d'évaluer principalement la progression de la desserte de ces utilisateurs. Un indicateur analogue permettrait de suivre l'action mise en œuvre en faveur de la résorption des « *points noirs* ». Cet indicateur pourrait, par ailleurs, être ajouté aux critères de performance des manageurs d'ERDF.

Cet exercice de transparence doit être généralisé par ERDF et gagnerait à être réciproque entre maîtres d'ouvrage.

ERDF et les autorités concédantes doivent améliorer la mise en commun et la coordination de leurs programmes d'investissement respectifs

Dans le cadre actuel de partage de la maîtrise d'ouvrage des réseaux, le gestionnaire de réseaux et l'autorité concédante sont amenés à programmer des travaux afin d'améliorer ou de maintenir la qualité d'alimentation. Dans ces conditions, les deux maîtres d'ouvrage devraient collaborer pour coordonner leurs actions et, *a minima*, échanger sur leurs programmes respectifs de l'année en cours et de l'année à venir.

L'amélioration du processus décisionnel et de suivi de l'investissement est ici considérée dans une perspective plus large, qui implique non seulement d'adapter les relations concessives, mais aussi de renouveler le processus d'arbitrage global annuel d'investissement. Cet aspect sera, donc, abordé plus largement dans le chapitre suivant.

2.1.4. – L'évolution de la relation entre ERDF et l'autorité concédante doit s'effectuer dans le respect des missions et compétences attribuées par la loi au gestionnaire de réseaux

Si ERDF doit améliorer la transparence de son action auprès de ses autorités concédantes et rechercher un nouvel équilibre dans ses relations concessives au profit d'un rééquilibrage en faveur des autorités concédantes, elle a cependant vocation à demeurer l'acteur principal du service public de la distribution d'électricité. ERDF, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, est seul à même de maîtriser les enjeux globaux, tels que le renouvellement des réseaux en HTA dans la décennie à venir, la mise en œuvre du Plan aléas climatiques, et de faire face aux transformations en cours et à venir des réseaux sous sa concession telles que le défi du raccordement des énergies de sources renouvelables et des infrastructures de recharge des véhicules électriques, les *Smart grids*, mais aussi l'évolution de l'urbanisme pour réduire le mitage des réseaux.

ERDF est, également, le seul acteur de la distribution d'électricité en France à posséder un pouvoir de prescription et de qualification des matériels, et à bénéficier d'économies d'échelle conséquentes. Par

ailleurs, elle peut seule apprécier l'avenir du service commun dont l'évolution conditionnera, en partie, les changements de son organisation territoriale.

Ainsi, l'évolution nécessaire de la relation concessive, au cœur des enjeux ouverts par l'organisation d'ERDF, devra tenir compte de l'atout que constitue l'existence d'ERDF pour le service public de la distribution d'électricité.

2.2. – La régulation de la qualité doit être renforcée

2.2.1. – Un nouveau processus de décision des investissements, plus transparent et partagé, doit émerger

ERDF et ses autorités concédantes ne partagent pas la même stratégie d'investissement, que ce soit pour le renouvellement, le renforcement, la fiabilisation ou la sécurisation des réseaux de distribution. De fait, ERDF et ses autorités concédantes planifient rarement ensemble leurs investissements annuels et il arrive même régulièrement qu'ils n'échangent pas leurs programmes de travaux respectifs, ce qui a pour effet de nuire à la qualité d'alimentation des réseaux.

Si les décisions et le suivi de l'investissement en faveur de la continuité d'alimentation sont au cœur de la rénovation des relations concessives …

Le manque de concertation entre ERDF et ses autorités concédantes empêche la synthèse de la vision globale d'ERDF et de l'approche locale des autorités concédantes, qui permettrait de mettre en œuvre une stratégie cohérente et équilibrée d'investissement en faveur de la continuité d'alimentation. Ainsi, la rénovation des relations concessives devrait *a minima* garantir la transparence des programmes d'investissement entre maîtres d'ouvrages.

Au-delà, il paraît souhaitable que les autorités concédantes établissent, avec ERDF, un protocole commun de décision et de suivi des investissements. Ce protocole permettrait de mieux orienter les ressources en faveur de la continuité d'alimentation, à l'instar de celui instauré récemment lors du renouvellement du contrat de concession du service public d'électricité de la ville de Paris.

La maille départementale ou interdépartementale semble la plus adaptée à de telles relations concessives.

Encadré n°23 – Le renouvellement du contrat de concession du service public d'électricité de la Ville de Paris

Depuis 1992, les contrats de concession sont négociés sur la base d'un modèle élaboré par la FNCCR et approuvé par les pouvoirs publics. Pour intégrer les évolutions législatives et réglementaires du domaine de l'énergie, ERDF et la FNCCR ont engagé un travail de révision du modèle de contrat de concession, appelé « *chantier A* », qui a abouti en 2007 avec la signature d'accords-cadres[96].

Suite à l'aboutissement de ces travaux d'actualisation, ERDF et la FNCCR ont convenu de poursuivre les négociations pour tenir compte du retour d'expérience sur l'application du modèle de 1992 au travers de plusieurs sujets de réflexion. Ces négociations sont connues sous le nom de « *chantier B* » et concernent l'établissement d'indicateurs relatifs à la fourniture et à l'acheminement destinés à enrichir les informations contenues dans le CRAC et permettre un meilleur suivi, la révision des modalités financières et la rénovation de la gouvernance des investissements.

Le renouvellement du contrat de concession du service public d'électricité de la Ville de Paris, acté dans l'avenant n°6 au traité de concession pour la distribution de l'énergie électrique dans Paris du 30 juillet 1955, et signé le 22 décembre 2009 entre la Ville de Paris et les sociétés EDF et ERDF, anticipe sur les conclusions du « *chantier B* ». En effet, en plus de prolonger d'une durée de 15 ans le contrat entre la Ville

[96] Le premier accord-cadre concerne la mise à jour juridique du modèle de contrat de concession et le second porte, notamment, sur la mise en conformité du modèle avec les nouvelles modalités de facturation des raccordements par le gestionnaire de réseaux.

de Paris, EDF et ERDF et d'introduire de nouvelles orientations relatives au développement durable et au Plan climat de Paris[97], il insère de nouvelles dispositions financières et de nouvelles modalités de gouvernance en rénovant le dialogue avec la Ville de Paris sur la thématique des investissements.

Concernant les modalités financières du contrat, alors que le modèle de cahier des charges de concession de 1992 comporte l'obligation pour le gestionnaire de réseaux de pratiquer des amortissements et de constituer des provisions pour renouvellement, l'avenant prévoit l'arrêt, à partir de 2010, des dotations aux provisions pour renouvellement et des dotations aux amortissements des biens financés par l'autorité concédante. De plus, en fin de concession, le financement du gestionnaire de réseaux non amorti fera l'objet d'une réévaluation au taux de 7,25 % en référence au coût moyen pondéré du capital défini dans le TURPE.

En termes de gouvernance des investissements, l'avenant fixe l'obligation à ERDF de réaliser et présenter un schéma directeur à long terme en cohérence avec les grandes orientations définies en amont par la Ville de Paris. Après consultation de l'autorité concédante par le gestionnaire de réseaux et après obtention de sa validation, le gestionnaire de réseaux décline le schéma directeur en programmes d'investissement quadriennaux puis en programmes annuels de travail.

À chaque période échue sont examinés :

- les bilans techniques, financiers, juridiques et environnementaux, en comparant les objectifs et les réalisations et en les éclairant des difficultés rencontrées ;

- une projection actualisée du contexte futur pour la concession à moyen terme permettant d'apprécier la validité des hypothèses de mise en œuvre du schéma directeur ;

- si nécessaire, des propositions d'adaptation du schéma directeur et de sa mise en œuvre pour prendre en compte de nouvelles hypothèses.

Dans le cadre des négociations du TURPE, ERDF consulte la Ville de Paris sur les programmes quadriennaux d'investissement et leur articulation avec les prévisions d'investissement qu'elle a l'intention de soumettre à la CRE.

L'avenant au traité de concession a, également, permis de convenir avec le gestionnaire de réseaux d'axes d'investissements prioritaires, que sont, notamment, l'amélioration de la qualité d'alimentation et la sécurité des réseaux.

L'avenant pose, donc, les bases d'un dialogue permanent entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseaux, notamment en introduisant une gouvernance partagée sur l'évolution des réseaux publics de distribution et les investissements du gestionnaire de réseaux.

… toutefois, un pilotage national des investissements est indispensable

Il n'appartient pas à la CRE de proposer, et encore moins d'établir, le cadre dans lequel les autorités concédantes et ERDF pourraient définir et suivre les programmes de travaux en faveur de la continuité d'alimentation de chaque concession.

Néanmoins, l'ampleur du défi national de sécurisation des réseaux et le contexte actuel de dégradation de l'alimentation en électricité plaident pour une approche nationale de la question. Le pilotage des investissements au niveau national est, en outre, d'autant plus légitime que la tarification de l'acheminement est péréquée et repose, donc, sur des principes d'équité territoriale et que la sécurisation de l'alimentation en électricité relève des compétences de l'État. Dans ces conditions, un processus national de définition et de suivi des investissements devrait compléter l'évolution des relations concessives.

---

[97] En matière de développement durable et pour répondre aux orientations du Plan climat, le gestionnaire de réseaux s'engage sur plusieurs actions relatives aux raccordements pour accélérer la production d'énergie verte et sur la poursuite du renforcement de la sécurité des réseaux face aux aléas climatiques. De plus, le renouvellement du parc de compteurs doit constituer une étape essentielle de l'évolution des réseaux publics de distribution vers des réseaux intelligents.

Ce processus national pourrait faire intervenir, en plus des gestionnaires des réseaux publics de distribution et des autorités concédantes, le gouvernement, la DGEC et la CRE. Le gouvernement aurait la mission régalienne de définir le degré de sécurisation que devraient atteindre les réseaux. Cette décision pourrait, par exemple, intervenir au terme d'un cycle analogue à celui de la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité.

À la suite de ce processus, la CRE proposerait le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité en tenant compte du degré de sécurisation projeté par le gouvernement et en estimant les besoins de fiabilisation des réseaux.

Simultanément, la CRE pourrait opérer une régulation :

- en estimant l'adéquation du programme d'investissement d'ERDF en faveur de la qualité avec les enjeux arrêtés par le gouvernement ;

- en exerçant un suivi de la mise en œuvre de ces investissements.

Cette régulation s'appuierait sur des indicateurs, notamment le pourcentage d'investissements délibérés réalisés en HTA au niveau de chaque département, dans la perspective ouverte par la réglementation du 24 décembre 2007. Cette régulation des investissements d'ERDF en faveur de la continuité d'alimentation doit, par ailleurs, être élargie à l'ensemble des investissements réalisés sur les réseaux publics de distribution, y compris ceux réalisés par les autorités concédantes.

Enfin, les autorités concédantes pourraient s'appuyer sur un rapport de l'administration, l'arrêté du 24 décembre 2007 et les décisions et propositions de la CRE pour encourager ERDF à mieux investir en faveur de la qualité. Il n'en demeure pas moins qu'un tel processus global de décision et de suivi de l'investissement donnerait un nouveau fondement au fonctionnement du FACÉ, dont les programmes, de manière symétrique, gagneraient à être établis en collaboration avec ERDF.

2.2.2. – Le développement de la régulation incitative a vocation à se poursuivre à la lumière des expériences internationales et d'un bilan du TURPE 3

Pour réguler les différents aspects de la qualité, deux approches complémentaires peuvent être envisagées :

- une approche normative caractérisée par la mise en place de seuils de qualité assortis ou non de pénalités pour le gestionnaire de réseaux ;

- une approche incitative caractérisée par la mise en place de pénalités/récompenses en fonction de l'atteinte d'objectifs.

L'articulation des mécanismes de régulation de la qualité pourrait être mieux assurée

Le décret et l'arrêté « *qualité* » et le dispositif du « *2 % - 6 heures* » font du gouvernement le responsable des décisions concernant l'approche normative de la régulation de la qualité. La CRE est, quant à elle, l'organe décisionnaire en ce qui concerne les mécanismes incitatifs, sous réserve de l'approbation des ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie.

Dans ce contexte et afin de mieux articuler les différents dispositifs de régulation de la qualité et d'assurer la cohérence de ces derniers avec les trajectoires tarifaires, il serait souhaitable que la CRE soit associée plus en amont lors de la définition des dispositifs règlementaires.

Dans ce cadre, elle n'émettrait plus seulement des avis consultatifs, mais pourrait apporter une expertise complémentaire à celle apportée par d'autres acteurs tels qu'ERDF, ou la FNCCR par exemple.

Cette collaboration irait, par ailleurs, dans le sens prescrit par le h) de l'article 37 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009, qui prévoit que l'« *autorité de régulation* [définit ou approuve les] *normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture, ou y* [contribue] *en collaboration avec d'autres autorités compétentes* ».

Le dispositif du « 2 % - 6 heures » pourrait être enrichi à la lumière des dispositifs mis en place dans d'autres pays européens

Les dispositifs analogues au « *2 % - 6 heures* », mis en œuvre par plusieurs régulateurs européens, sont caractérisés par des compensations financières sensiblement plus élevées qu'en France, mais par des durées maximales de coupure supérieures à 6 heures.

Figure n°66 – Compensations ou indemnisations d'un client résidentiel avec une consommation annuelle de 3.500 kWh et une puissance souscrite de 6 kW

Source : CEER

L'exemple du mécanisme de compensation ou d'indemnisation des pays scandinaves est très significatif et révèle des choix de société. En Suède, c'est à la suite de la tempête *Gudrun*, en janvier 2005, que le dispositif d'indemnisation des utilisateurs a été particulièrement renforcé. Cette tempête avait entraîné la coupure de près de 660.000 foyers au sud du pays dont 200.000 n'avaient pas encore été réalimentés après trois semaines de coupure. Dorénavant :

- lors d'une coupure de plus de 12 heures, une indemnisation minimale de 90 euros est automatiquement versée à l'utilisateur ;

- puis par tranche de 12 heures de coupure supplémentaires, l'utilisateur perçoit une indemnisation de 12,5 % de sa facture annuelle, avec un plafond de 3 ans de facturation.

L'exemple de la Suède, où le chauffage électrique est très répandu et où les journées sont courtes en hiver, souligne ainsi que le niveau des incitations dépend du caractère impératif accordé à la sécurisation dans ce pays. Il apparaît clairement que la continuité d'alimentation et, de fait, la sécurisation des réseaux, relèvent d'un choix de société. En janvier 2007, alors que la réalimentation s'est prolongée durant deux semaines à la suite de la tempête *Per*, les indemnisations des utilisateurs se sont élevées à près de 90 millions d'euros (contre 4 millions d'euros pour une année usuelle).

Quant au dispositif britannique, il présente des durées maximales de coupure et des montants de compensation financière variables en fonction de la rudesse des conditions climatiques, comme l'indiquent la figure et l'encadré ci-dessous.

Figure n°67 – Compensation financière versée à un consommateur résidentiel français ou britannique en fonction de la durée de coupure[98]

Source : CRE

À la différence du « *2 % - 6 heures* » qui prévoit un versement automatique de la compensation financière, certains régulateurs, et notamment le régulateur britannique, prévoit que la compensation soit versée à la demande des utilisateurs.

Par ailleurs, la plupart des régulateurs garantissent aux gestionnaires de réseaux qu'au-delà d'un montant maximal de compensations financières versées, ces dernières leur sont remboursées *via* un mécanisme analogue à celui du Compte de régulation des charges et des produits (CRCP).

Un paramétrage différent du mécanisme du « *2 % - 6 heures* » pourrait ainsi permettre de verser des compensations financières plus appropriées tout en maintenant le risque financier encouru par le gestionnaire de réseaux à un niveau compatible avec son taux de rémunération.

Encadré n°24 – Standards de qualité relatifs à la durée maximale de réalimentation au Royaume-Uni

Dans le cadre des « *Guaranteed Standards of Performance* », un utilisateur britannique peut demander à son gestionnaire de réseaux une compensation financière forfaitaire, si sa durée de réalimentation, suite à un incident sur le réseau, a excédé un seuil fixé par le régulateur (OFGEM).

[98] La conversion livre sterling / euro a été réalisée sur le base suivante : 1 £ = 1,20 €.

Tableau n°25 – Durée maximale de réalimentation et montant des compensations financières si cette durée n'est pas respectée

Type de condition climatique	Durée maximale de réalimentation	Compensation financière	
		Utilisateur résidentiels	Utilisateurs non-résidentiel
Condition climatique normale	18 heures	54 £ + 27 £ par période de 12 heures	109 £ + 27 £ par période de 12 heures
Condition climatique normale avec plus de 5.000 utilisateurs coupés lors de l'incident	24 heures	Même compensation qu'en condition normale avec une limitation à 218 £	
Condition climatique de catégorie 1	24 heures	27 £ + 27 £ par période de 12 heures avec une limitation à 218 £	
Condition climatique de catégorie 2	48 heures		
Condition climatique de catégorie 3	$48 \times \left(\frac{Pourcentage\ d'utilisateurs\ coupés}{35\ \%} \right)^2$		
Évènement climatique de grande ampleur			

Source : OFGEM

Les définitions des différents types de condition climatique sont les suivantes :

- catégorie 1 : condition climatique ayant causé, sur une période de 24 heures, plus de 8 et moins de 13 fois plus d'incidents que la moyenne sur les réseaux en HT et ayant entrainé une rupture d'alimentation pour moins de 35 % des utilisateurs ;

- catégorie 2 : condition climatique ayant causé, sur une période de 24 heures, au moins 13 fois plus d'incidents que la moyenne sur les réseaux en HT et ayant entrainé une rupture d'alimentation pour moins de 35 % des utilisateurs ;

- catégorie 3 : condition climatique ayant entrainé une rupture d'alimentation pour 35 % à 60 % des utilisateurs ;

- évènement climatique de grande ampleur : condition climatique ayant entrainée une rupture d'alimentation pour plus de 60 % des d'utilisateurs.

Le montant total des compensations financières versé aux utilisateurs est, par ailleurs, limité à un seuil fixé par le régulateur. Au-delà de ce seuil, les compensations versées par le gestionnaire de réseaux lui sont « *remboursées* » *via* une augmentation de son revenu autorisé.

L'approche incitative de la régulation de la qualité doit être poursuivie

Le mécanisme d'incitation mis en place dans le cadre du TURPE 3, qui traite de la qualité « *au quotidien* », a vocation à se poursuivre dans ses grands principes.

Des adaptations pourraient, toutefois, être proposées par la CRE dans les prochains tarifs à la lumière du retour d'expérience. Des indicateurs supplémentaires pourraient donner lieu à de nouvelles incitations financières et le niveau des bonus/malus pourrait être augmenté. Les coupures pour travaux qui ont été exclues du périmètre des incitations, à cause de l'impact de l'élimination des transformateurs contenant des traces de PCB, ont notamment vocation à y être réintégrées.

S'agissant de la sécurisation des réseaux face aux évènements climatiques exceptionnels, un mécanisme du type « *2 % - 6heures* » même renforcé n'est que partiellement incitatif car :

- le montant des compensations financières versées aux utilisateurs ne peut raisonnablement être indexé sur la valorisation de l'END utilisée en planification des réseaux ;

- l'occurrence des phénomènes climatiques de grande ampleur étant faible, l'incitation peut ne pas produire d'effet tangible à court voire moyen terme.

Pour pallier ces difficultés, il pourrait, en théorie, être envisageable de ne pas fonder les incitations sur les résultats d'ERDF en termes de qualité, mais sur les moyens mis en œuvre par le gestionnaire de réseaux. À cette fin, un mécanisme incitatif s'appuyant, par exemple, sur le taux de réalisation du Plan aléas climatiques pourrait être intéressant. Toutefois, la mise en œuvre d'un tel mécanisme bute sur un obstacle technique. En effet, il est souvent délicat de différencier les enfouissements réalisés pour sécuriser les réseaux de ceux réalisés pour renforcer les réseaux par exemple.

2.3. – La recherche de l'équilibre entre « *coût* » et « *qualité* » nécessite des arbitrages

La réflexion sur le niveau de la qualité ne doit pas occulter la question de son « *coût* ». La loi du 10 février 2000 prévoit la couverture des coûts des gestionnaires de réseaux par le TURPE. Les investissements correspondants seront, donc, *in fine,* payés par les utilisateurs de réseaux. Dans leur intérêt, la CRE a, donc, en permanence à l'esprit, non seulement le niveau de qualité, mais également son coût.

Trouver un juste équilibre entre le « *coût* » et la « *qualité* » est un exercice délicat. Un niveau de qualité très élevé peut engendrer des coûts de réseaux trop élevés par rapport à la disposition des utilisateurs à payer pour cette qualité. Inversement, privilégier la maîtrise des coûts peut conduire à proposer un niveau de qualité inférieur à celui que les utilisateurs seraient prêts à payer. Cette propension des utilisateurs à payer pour un niveau de qualité donné peut, également, être appréhendée au travers du coût de la non-qualité pour les utilisateurs.

Les économistes ont théorisé ce point : le niveau de qualité optimal est obtenu lorsque le coût marginal de production de la qualité égalise le coût marginal de la non-qualité pour l'utilisateur. Au-delà de cette qualité optimale, le coût d'une unité additionnelle de qualité (par exemple une réduction d'une minute du temps de coupure) serait supérieur à la satisfaction qu'en retireraient les utilisateurs. En revanche, pour un niveau de qualité en deçà du niveau optimal, il reste souhaitable d'augmenter la qualité offerte par les réseaux, le coût de cette qualité additionnelle restant inférieur à la satisfaction retirée par les utilisateurs.

La figure, ci-après, illustre cette propriété.

Figure n°68 – La détermination du niveau de qualit é optimale

Source : CRE

En théorie, cette analyse peut être réalisée à l'échelle macroscopique (un pays ou une région) pour orienter les choix stratégiques d'investissement, ou à l'échelle microscopique (une portion de réseaux en HTA) pour décider d'un investissement.

2.3.1. – La recherche de cet équilibre est, en pratique, très complexe

Dans la réalité, trouver un compromis entre la « *qualité* » et les « *coûts* » associés a fait l'objet de discussions depuis plusieurs décennies et continuera probablement d'en susciter dans les années à venir, la recherche de cet équilibre se heurtant à plusieurs problèmes.

Tout d'abord, qu'entend-t-on par « *qualité* » ou « *défaillance* » ? En effet, ces termes recouvrent de nombreux aspects relatifs à la qualité de l'onde de la tension (chute de tension, creux de tension, *flicker*, harmonique, *etc*.) et à la continuité de l'alimentation (coupure longue, coupure brève, microcoupure, *etc*.). Même si l'on se restreint aux coupures longues, deux aspects de la qualité sont encore présents : la fréquence et la durée des coupures. Le critère le plus couramment utilisé reste la durée moyenne de coupure.

En outre, même une fois choisi l'aspect de la qualité, le coût de la non-qualité ou de la défaillance pour les utilisateurs est difficile à apprécier. D'une part, les enquêtes auprès des utilisateurs sont très délicates à mener, en particulier s'agissant de la formulation des questions. Ces enquêtes sont encore plus complexes pour les évènements exceptionnels (comme les tempêtes de 1999) du fait de leur faible occurrence. En effet, il est difficile pour les utilisateurs de quantifier la gêne occasionnée par un phénomène qu'ils n'ont pas forcément vécu. De même, pour la qualité au quotidien, les consommateurs éprouvent souvent des difficultés pour valoriser la perte (respectivement le gain) de « *bien-être* » correspondant à une dégradation (respectivement une amélioration) de la qualité. Ainsi, ils surestiment le montant qu'ils souhaiteraient recevoir pour une dégradation de la qualité et sous-estiment ce qu'ils seraient prêts à payer pour une amélioration de la qualité. D'autre part, les valorisations obtenues varient notablement d'un utilisateur à l'autre, nécessitant une agrégation complexe pour obtenir une valorisation globale de la défaillance. Toutefois, la réalisation de telles enquêtes auprès des utilisateurs est possible, comme le montre l'expérience de plusieurs régulateurs européens (Italie, Norvège et Royaume-Uni). À ce titre, le CEER devrait définir d'ici la fin de l'année des « *bonnes pratiques* » pour mener à bien ce type d'enquêtes. La CRE pourrait commanditer une enquête sur cette question.

Enfin, le lien entre le critère de qualité étudié et le coût, au niveau macroscopique est, également, difficile à quantifier, y compris pour ERDF. L'établissement de ce lien nécessiterait, en effet, d'établir pour chaque niveau d'investissement le niveau de qualité qui en résulte. Or, la diversité du territoire français rend l'analyse plus complexe. Dans un premier temps, il conviendrait de procéder à cette analyse par type de

réseau (urbain, semi-urbain, rural), puis, dans un second temps, d'agréger les résultats obtenus au niveau national. D'autre part, la quantification de cet impact nécessiterait une connaissance approfondie des caractéristiques des réseaux et de leur évolution, notamment leur vieillissement.

Au regard de l'ensemble de ces contraintes, ERDF a privilégié lors de l'élaboration du TURPE 3 une approche plus pragmatique et s'est focalisé sur l'étude de deux niveaux d'investissement, et des impacts tarifaires correspondants, couplés avec l'amélioration ou la dégradation attendue en terme de « *critère B* » ou de niveau de sécurisation.

Figure n°69 – Les deux niveaux d'investissement « *qualité* » sur la période 2009-2020 présentés par ERDF lors de l'élaboration du TURPE 3

Source : ERDF

Figure n° 70 – Estimation de l'impact de ces deux n iveaux d'investissement sur le « *critère B incidents HIX* »

Source : ERDF

Parmi ces deux niveaux d'investissement sur la période de 2009 à 2020, le plus ambitieux a pour objectifs, à terme :

- de ramener le « *critère B* » à des niveaux proches de ceux constatés à la fin des années 1990 ;
- de diviser par cinq l'impact d'un évènement climatique exceptionnel.

2.3.2. – L'amélioration significative de la qualité a nécessairement pour corollaire à moyen terme une augmentation significative du tarif

Le choix d'une politique d'investissement ambitieuse en matière de qualité implique à moyen terme des augmentations du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité non négligeables.

Sur la base d'un taux de rémunération de 7,25 % et d'une inflation annuelle de 2 %[99], les charges de capital à couvrir par le tarif devraient augmenter d'environ 1,4 milliards d'euros d'ici 2020, soit 12 % du revenu tarifaire sur la période TURPE 3 (11,375 milliards d'euros).

Il est, également, intéressant d'estimer le coût nécessaire pour que la structure des réseaux de distribution français soit identique à celle des réseaux allemands dans la mesure où ces derniers ont souvent été pris en exemple pour la qualité d'alimentation qu'ils assurent. Ainsi, les consommateurs allemands bénéficient, certes, d'une qualité d'alimentation nettement supérieure à celle de la France (et c'est d'ailleurs, le seul grand pays européen dans ce cas), mais à un prix supérieur de près de 30 % à celui de la France, pour les consommateurs résidentiels.

[99] Cette simulation repose, également, sur d'autres hypothèses : rémunération de la BAR en début d'année, mise en service au 1er juillet des investissements de l'année et non rémunération des immobilisations en cours.

Cet écart de prix provient, entre autre, d'un choix du rapport coût/qualité différent de celui décidé en France. Les gestionnaires de réseaux allemands ont investi massivement dans une technologie souterraine et dans une architecture de réseaux plus maillée. En conséquence de quoi, ces investissements ont induit des charges de capital beaucoup plus élevées. ERDF a ainsi estimé que les investissements nécessaires pour que la structure des réseaux de distribution français soit identique à celle des réseaux allemands seraient de 90 milliards d'euros$_{2009}$.

Tableau n°26 – Comparaison des différentes caractéristiques des réseaux de distribution français et allemands

Caractéristiques des réseaux de distribution	France (fin 2008)	Allemagne (fin 2006)
Nombre de clients	32,6 millions	39 millions
Superficie	543.964 km^2	367.200 km^2
Densité	59,9 client/km^2	106,2 client/km^2
« *Critère B incident HIX* »	56,5 min	22,9 min
Fréquence moyenne de coupure par client BT	1,1	0,4
Durée moyenne d'une interruption	54,6 min/client	57,5 min/client
Longueur du réseau en HTA	599.265 km	490.600 km
Part du réseau en HTA souterrain	39 %	65 %
Longueur du réseau en BT	675.316 km	1.039.500 km
Part du réseau en BT souterrain	37 %	80 %
Nombre de transformateurs HTB/HTA	4.268	7.400
Puissance installée dans les postes HTB/HTA	138.000 MVA	260.000 MVA
Nombre de postes de distribution HTA/BT	720.535	557.700
Puissance installée dans les postes HTA/BT	141.091 MVA	268.200 MVA

Source : ERDF

Les conséquences tarifaires de ces investissements sont, donc, loin d'être anecdotiques alors même que certains souhaiteraient une augmentation encore plus marquée des investissements d'ERDF.

La FNCCR s'est, par exemple, prononcée pour une politique de sécurisation encore plus ambitieuse intégrant un milliard d'euros par an sur 8 ans, d'investissements supplémentaires. Ainsi, environ 700 millions d'euros de charges de capital seraient à rajouter aux 1,4 milliards d'euros évoqués ci-dessus.

Par ailleurs, la qualité n'est qu'une finalité parmi d'autres. Les investissements relatifs au développement des énergies de sources renouvelables, des véhicules électriques et du comptage évolué devraient, également, contribuer à l'augmentation des charges de capital.

Au vu de ces impacts, il semble indispensable qu'un dialogue s'engage entre toutes les parties prenantes (ERDF, élus, autorités concédantes, représentants des consommateurs) afin de procéder aux nécessaires arbitrages à long terme entre augmentation du tarif et niveau de qualité.

2.4. – La finalité des investissements sur les réseaux publics de distribution doit être réaffirmée

2.4.1. – Alors que 50 % des investissements sont consacrés aux réseaux en BT, les réseaux en HTA sont déterminants pour la qualité d'alimentation et devraient faire l'objet d'investissements plus importants

La sécurisation et la fiabilisation complètes des réseaux publics de distribution demanderaient un investissement colossal hors de portée à moyen terme. Dans ces conditions, un arbitrage, dont le processus décisionnel a été abordé précédemment, doit aboutir à un consensus sur les réseaux à sécuriser et/ou à fiabiliser en priorité.

Cette question est, notamment, au centre des stratégies de sécurisation exposées dans le rapport « *Hauet* » et le Plan aléas climatiques : tandis que ce dernier fait principalement porter l'effort de sécurisation sur les réseaux en HTA, le rapport « *Hauet* » juge, en outre, indispensable de donner aux réseaux en BT un haut niveau de sécurisation.

L'alimentation des utilisateurs les moins bien desservis doit s'améliorer

Aujourd'hui, la performance des réseaux publics de distribution est inégale. Au-delà des différences de qualité d'alimentation structurelles que présentent les territoires urbains et ruraux, certaines portions de réseaux, en zone urbaine ou rurale, affichent régulièrement une continuité d'alimentation très en-dessous de la moyenne. Les utilisateurs de ces réseaux « *points noirs* » souffrent de la vétusté ou de la fragilité des ouvrages qui les alimentent.

La responsabilité de ces mauvaises performances peut être imputée à différents ouvrages. Il s'agit notamment des départs HTA dont l'arborescence dépasse parfois 100 kilomètres. Dans ce cas, c'est la longueur des infrastructures qui induit la non-qualité de l'ensemble du départ. D'autant que ces départs sont souvent situés en zones rurales boisées, soumises aux chutes d'arbres et aux défauts d'élagage.

Plus localement, ces « *points noirs* » peuvent, également, résulter de la fragilité des réseaux en BT. En effet, les réseaux publics de distribution comptent 108.000 kilomètres de réseaux en BT à fils nus, c'est-à-dire sans gaine isolante et, donc, peu robustes face aux incidents climatiques. Dans cette dernière catégorie, on compte plus spécifiquement 38.000 kilomètres de faible section, considérés comme d'autant plus fragiles.

Les réseaux en BT aériens à fils nus, qui sont souvent les « points noirs » des réseaux, doivent être renouvelés

Les réseaux aériens en BT à fils nus possèdent un taux d'incidents d'environ 9 incidents annuels aux 100 kilomètres. Ce taux est :

- trois fois supérieur aux taux des réseaux souterrains ou des réseaux aériens en HTA (3 incidents annuels aux 100 kilomètres) ;

- plus de neuf fois supérieur aux taux des réseaux en BT aériens torsadés (moins de 1 incident annuel aux 100 kilomètres).

Selon le Plan aléas climatiques, les réseaux aériens en BT à fils nus de faible section sont encore plus fragiles. Les utilisateurs raccordés en aval de ces réseaux souffrent manifestement d'une qualité d'alimentation insuffisante.

Le défaut d'élagage de ces réseaux depuis une dizaine d'année est d'autant plus criant qu'il s'agit de réseaux ruraux souvent situés en domaine privatif. Cependant, ce défaut d'élagage, admis par ERDF, ne suffit pas à expliquer ces mauvaises performances. D'ailleurs, la réglementation technique du 17 mai 2001 a pris en compte leur fragilité en interdisant leur utilisation pour la construction de nouveaux réseaux (développement et renouvellement d'ouvrages). Pour ces raisons, leur remplacement s'impose, comme l'ont d'ailleurs reconnu le rapport « *Hauet* » et le Plan aléas climatiques.

Le renouvellement de ces réseaux devrait s'opérer progressivement. Le rythme de 5.000 kilomètres par an retenu par le Plan aléas climatiques permet d'éliminer les réseaux aériens en BT à fils nus de faible section à horizon 2017, à condition que l'investissement en BT soit dirigé prioritairement vers ces réseaux, suivant un processus décisionnel efficace. Dans le cadre de cet objectif, le remplacement des réseaux aériens en BT à fils nus devrait intervenir sur la base de décisions ponctuelles et décentralisées, qui tiendraient compte des performances de chaque portion de réseaux et qui envisageraient toutes les technologies de substitution, dont l'aérien torsadé.

Les réseaux en HTA sont déterminants pour la continuité d'alimentation

Si la nécessité de remplacer les réseaux en BT à fils nus de faible section est incontestable, la sécurisation des réseaux en HTA est la plus déterminante pour la continuité d'alimentation des réseaux publics de distribution, comme le reconnaissent le rapport « *Piketty* », le Plan aléas climatique et plus récemment le rapport « *Bellec* ».

En effet, en régime normal d'exploitation, et plus encore en situation exceptionnelle, ces réseaux sont à l'origine d'une part très significative de la durée de coupure. Ainsi, en moyenne sur la dernière décennie, les réseaux en HTA ont causé environ 75 % du « *critère B incidents hors incidents exceptionnels* » et représentent même 80 % de la durée de coupure sur incidents lors d'évènements exceptionnels.

De plus, la part prépondérante des réseaux en HTA dans le « *critère B* » pourrait, à l'avenir, de plus en plus résulter du vieillissement des réseaux en HTA relativement à celui des réseaux en BT. En effet, durant la dernière décennie, 60 % des déposes se sont concentrées sur les réseaux en BT si bien qu'aujourd'hui, 87 % des réseaux en BT, et seulement 56 % des réseaux HTA ont moins de 25 ans.

Le renouvellement des réseaux en HTA doit s'opérer à moyen terme en prenant en compte la question de la sécurisation

Aujourd'hui, la dégradation de la part « *défaillances* » du « *critère B incidents* » témoigne de ce vieillissement. Néanmoins, cette dégradation limitée ne justifierait pas de déclencher un plan d'urgence en faveur du remplacement rapide des 280.000 kilomètres de réseaux en HTA de plus de 25 ans. Pour autant, à moyen/long terme, notamment pour ce qui concerne les réseaux aériens, un plan de renouvellement devrait être établi, sous peine de se heurter à la nécessité de renouveler, sur une courte période, environ 180.000 kilomètres de réseaux aériens en HTA (soit 51 % de ces réseaux) âgés aujourd'hui de 20 à 35 ans, lorsque leurs performances commenceront à décliner fortement.

Plus particulièrement, le remplacement des réseaux en HTA devrait s'inscrire dans une stratégie plus large de qualité d'alimentation à moyen/long terme, qui toucherait autant à la fiabilité qu'à la sécurisation des réseaux publics de distribution. En effet, ces questions de renouvellement et de continuité d'alimentation concernent les mêmes réseaux (les réseaux en HTA, aériens en particulier), et devront être traités à la même échéance (aux environs de 2020).

ERDF a indiqué, lors de son audition par la CRE, ne pas être aujourd'hui en mesure d'entreprendre une telle stratégie. En effet, le gestionnaire de réseaux ne disposerait pas encore d'estimations assez précises de l'évolution de la fiabilité des réseaux dans le temps. La perspective, qui a été présentée par ERDF dans le cadre de l'établissement du TURPE 3, prend pourtant en compte cet enjeu en attribuant une enveloppe considérable au renouvellement des réseaux. Une enveloppe d'environ 13 milliards d'euros devrait ainsi être consacrée au renouvellement des réseaux aériens en HTA d'ici 2025.

ERDF devrait établir un programme précis de renouvellement des réseaux

Ce programme pourrait reposer sur une analyse en trois temps, analogue à celle menée dans le Plan aléas climatique : en premier lieu pourraient être décrits les phénomènes de vieillissement des différents types de réseaux ; ensuite serait dressé le diagnostic et l'échéance des besoins de renouvellement des réseaux d'ERDF ; et serait finalement proposé un plan qui exposerait divers *scénarii* de renouvellement des réseaux, en intégrant, notamment, les renouvellements engagés au titre du Plan aléas climatiques.

Ce plan devrait concerner non seulement les réseaux en HTA aériens, au cœur de l'enjeu de la continuité d'alimentation, mais également :

- les réseaux en BT à fils nus, dont le remplacement déterminera la qualité des « *points noirs* » des réseaux ;

- les réseaux en HTA souterrains dont le renouvellement sera crucial au maintien de la continuité d'alimentation.

Il permettrait de connaître les besoins de renouvellement dans la perspective de la mise en œuvre d'un processus décisionnel et des prochaines décisions tarifaires et devrait, en outre, déterminer dans quelle mesure la maintenance préventive permettrait de différer et d'étaler dans la durée les besoins de renouvellement.

Ce plan devrait, également, tenir compte des possibilités ouvertes par les *Smart grids* et des contraintes engendrées par les nouveaux usages de l'électricité.

2.4.2. – Une nouvelle organisation de la distribution d'électricité est nécessaire pour améliorer la qualité de l'alimentation en électricité

Si les investissements dans les réseaux publics de distribution concourent aux stratégies de fiabilité et de sécurisation des réseaux, ils participent également d'autres politiques, notamment des politiques énergétique et environnementale

Les gestionnaires de réseaux sont, en premier lieu, responsables du raccordement des nouveaux utilisateurs aux réseaux. Cette activité est au cœur de leur mission de service public. Le raccordement des installations de production s'inscrit, en outre, dans la politique de développement des énergies de sources renouvelables, et concourt au développement des marchés en permettant de diversifier l'offre de production. Cette activité représente une part significative des investissements d'ERDF, tant de raccordement que de renforcement des ouvrages, soit aujourd'hui environ un milliard d'euros pour 400.000 raccordements de consommateurs et 100.000 raccordements de producteurs.

Afin d'améliorer le service public, les gestionnaires des réseaux publics de distribution doivent, également, anticiper le développement de nouveaux usages de l'électricité, notamment lorsqu'ils concourent à la maîtrise de la demande en énergie et à la politique énergétique. En particulier, le déploiement généralisé d'un système de comptage évolué annoncé à 4 milliards d'euros par ERDF, constitue une condition *sine qua non* du développement du véhicule électrique et un outil indispensable au développement de nouvelles offres incitant à réduire ou à reporter sa consommation.

Par ailleurs, les actions d'investissement dans les réseaux sont une réponse à la prise de conscience environnementale de ces dernières années. Ainsi, en 2009, ERDF a dépensé 125 millions d'euros pour remplacer les transformateurs électriques contenant des traces de PCB, polluants chimiques autrefois utilisés comme isolants, mais très toxiques, très peu biodégradables et pouvant contaminer l'ensemble de la chaîne alimentaire.

Les investissements sont, en outre, dirigés vers les actions d'amélioration esthétique, à hauteur de 180 millions d'euros en 2009, *via* la tranche C du FACÉ et les contributions prévues à l'article 8 du modèle de cahier des charges de concession.

Or, aujourd'hui, ces différents enjeux ne font pas l'objet d'un pilotage qui s'inscrive dans une politique globale de réseaux. L'arbitrage d'ERDF s'opère uniquement dans le périmètre de sa maîtrise d'ouvrage. Les autorités concédantes, quant à elles, dont l'activité pèse, en 2009, près d'un milliard d'euros, dont 480 millions d'euros hors raccordements, font leurs propres choix d'investissement.

L'arbitrage des gestionnaires des réseaux publics de distribution s'opère, en outre, dans un cadre réglementaire contraint, qui témoigne des préoccupations de notre société. Ainsi, par exemple, le principe de prévention des risques a conduit le gouvernement à renforcer la réglementation sur la sécurité des travailleurs à proximité des ouvrages électriques. Cette réglementation oblige à couper l'électricité sur les réseaux proches des chantiers en cours, augmentant d'autant la durée des coupures d'alimentation.

Malgré la convergence affichée par les parties prenantes pour favoriser la sécurisation des réseaux, le pilotage actuel des investissements est insuffisant à soutenir cette intention

Parmi tous ces enjeux, la nécessité des investissements de sécurisation semble pourtant faire consensus. Ainsi, dans le rapport « *Hauet* », la FNCCR attribue un caractère prioritaire à ces investissements. De même, avec le Plan aléas climatiques, ERDF s'est dotée d'un plan de sécurisation suivant les prescriptions du Contrat de service public et l'impulsion donnée par la DGEC.

Pour autant, les investissements non régulés des autorités concédantes vers les réseaux en BT augmentent de plus en plus, alors même que leur effet sur la fiabilité au quotidien et sur la sécurisation est faible. En effet, les opérations d'enfouissement des autorités concédantes contribuent plus à l'amélioration esthétique qu'à la sécurisation des ouvrages.

Or, la complexité de la répartition actuelle des responsabilités, l'imbrication des maîtrises d'ouvrage et des financements empêchent d'identifier les domaines de compétence de chacun, au détriment des actions prioritaires. La gouvernance de la politique globale d'investissement et de maintenance des réseaux doit, donc, considérablement se moderniser.

Il convient de réinventer une gouvernance économique globale de la gestion des réseaux publics de distribution

La hiérarchie des objectifs, qui sous-tend la stratégie d'investissement de tous les maîtres d'ouvrage, devrait être explicitée et partagée. La répartition des responsabilités et, partant, les voies de financement et la maîtrise d'ouvrage des travaux devraient alors être revues en conséquence. C'est sous cette condition que les investissements en faveur de la continuité d'alimentation pourront donner des résultats concluants.

La gestion des réseaux publics de distribution dépend avant tout de choix de société.

Un exemple concerne l'extension des règles de sécurité des travailleurs à proximité des ouvrages électriques sous tension. Ces travaux sous tension sont ainsi reconsidérés parce que notre société est de plus en plus adverse au risque. À quel point faut-il remettre en cause les pratiques industrielles, au détriment du service public ?

Plus au centre de nos préoccupations, le développement de l'enfouissement en BT au détriment de la sécurisation des réseaux en HTA révèle une ligne de fracture dans les perceptions de la politique d'aménagement du territoire : l'investissement sur les réseaux publics de distribution doit-il prioritairement concourir à l'amélioration esthétique des territoires, au bénéfice du cadre de vie et du tourisme, ou à l'amélioration de la continuité d'alimentation indispensable, dans une certaine mesure, au développement de l'activité économique ?

Les investissements en BT et plus particulièrement les actions de résorption des lignes aériennes à fils nus de faible section, soulèvent aussi une question complémentaire. Les « *points noirs* » des réseaux publics de distribution, c'est-à-dire les zones qui connaissent une durée annuelle de coupure nettement supérieure à la durée moyenne annuelle, doivent bénéficier d'investissements de rattrapage, même s'ils desservent des populations peu nombreuses, au nom de l'équité et de la solidarité entre les territoires. Reste à trouver le sens à donner à l'équité territoriale alors que les concessions les plus urbaines (environ 20 % des concessions) équilibrent les dépenses des autres concessions plus rurales ; qu'une vingtaine d'autorités concédantes perçoivent 40 % des redevances de concessions ; et que les questions de continuité d'alimentation se posent, également, en zone urbaine.

La répartition des responsabilités des investissements sur les réseaux publics de distribution devrait en outre tenir compte de la portée des enjeux de chaque catégorie d'action, en fonction des lois de décentralisation et du principe de libre administration des collectivités territoriales. L'amélioration esthétique, notamment, relève d'un enjeu local, tandis que la sécurisation des réseaux possède sans doute un caractère national. La répartition actuelle de la maîtrise d'ouvrage et surtout des financements devrait-elle évoluer pour tenir compte de ce principe ?

Le développement du comptage intelligent s'inscrit, par ailleurs, dans la politique industrielle et de développement de l'économie numérique. Les technologies de *Smart grids* renforcent la valeur ajoutée des réseaux et l'attractivité des territoires. Ces investissements prospectifs devraient, donc, se poursuivre. La

politique industrielle de l'État ne doit pas opposer le développement des réseaux intelligents et l'amélioration de la continuité d'alimentation.

Au demeurant, la question de la stratégie d'investissement et de maintenance des réseaux publics de distribution se pose dans un cadre d'autant plus complexe qu'elle intervient dans le contexte de l'ouverture des marchés de l'électricité. Alors que le troisième paquet énergie-climat adopté en 2009 doit être bientôt transposé, la représentation nationale pourra, pour définir cette politique de réseaux, s'appuyer sur l'autorité de régulation, dans le cadre de ses missions.

En tout état de cause, une telle rénovation de la gouvernance économique globale de la gestion des réseaux publics de distribution emporterait une réorganisation générale des relations concessives, du cycle de décision et de suivi des investissements, et notamment du FACÉ.

Afin d'illustrer le propos, et sans présager des objectifs qui seraient dégagés d'une concertation sur le sujet, un partage des responsabilités pourrait être recherché sur le modèle suivant : tandis que la sécurisation et la fiabilité des réseaux, qui couvrent des enjeux nationaux, seraient confiées aux gestionnaires de réseaux, les autorités concédantes conserveraient une maîtrise d'ouvrage renforcée en faveur de l'amélioration esthétique. Le périmètre des deux maîtrises d'ouvrage devrait être redéfini avec précision : sans considération de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des opérations de raccordement, tandis que les gestionnaires de réseaux investiraient en BT (fils nus) seulement lorsqu'il s'agit de la sécurisation et de la fiabilité, les autorités concédantes pourraient alors intervenir en HTA dans le cadre d'opérations d'enfouissement en BT en accord avec les gestionnaires de réseaux. Les voies de financement devraient être repensées en conséquence. Le TURPE financerait la sécurisation qui relève d'un enjeu national, tandis que les taxes locales financeraient l'amélioration esthétique qui relève d'un choix d'aménagement local.

Résumé

Les politiques mises en œuvre par ERDF en faveur de la qualité doivent être plus transparentes et partagées. En effet, pour trouver un *modus vivendi* avec les autorités concédantes, ERDF doit faire évoluer ses relations au sein des concessions, adapter la répartition de la maîtrise d'ouvrage en fonction des enjeux « *qualité* », produire de nouveaux indicateurs afin de mieux contrôler l'évolution de la qualité d'alimentation et rendre son programme d'investissement plus transparent. Cependant, cette évolution des relations entre le gestionnaire de réseaux et les autorités concédantes devra se faire dans le respect des prérogatives du gestionnaire.

Par ailleurs, les politiques mises en œuvre par ERDF en termes d'investissement doivent être plus transparentes. Un nouveau processus de décision, de répartition et de pilotage des investissements entre le gestionnaire de réseaux et les autorités concédantes doit émerger afin de renforcer la régulation de la qualité.

La réflexion sur le niveau de la qualité ne doit pas occulter la question du « *coût* » qu'il représente. Cependant trouver le juste équilibre entre le « *coût* » et la « *qualité* » est un exercice délicat. Dans tous les cas, le choix d'une politique d'investissement ambitieuse en matière de qualité implique, à moyen terme, une augmentation certaine du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Il est, donc, indispensable qu'un dialogue s'engage entre les parties prenantes afin de procéder aux nécessaires arbitrages de long terme entre, d'une part, l'augmentation des tarifs et, d'autre part, le niveau des investissements et ses finalités.

Enfin, la finalité des investissements sur les réseaux publics de distribution doit être réaffirmée. Les investissements à finalité qualité devront être dirigés prioritairement vers l'enfouissement des réseaux en HTA, déterminants pour la qualité et la continuité de l'alimentation en électricité, sans négliger pour autant le renouvellement des réseaux en BT aériens à fils nus, même si leur impact en la matière est bien moindre.

Afin d'améliorer la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution, une nouvelle organisation de la distribution de l'électricité est nécessaire. En effet, si les investissements dans les réseaux publics de distribution concourent aux stratégies de fiabilité et de sécurisation des réseaux, ils participent, notamment, aux politiques énergétique et environnementale. Or, malgré la convergence affichée par les parties prenantes pour améliorer la sécurisation des réseaux, le pilotage actuel des investissements est insuffisant pour mettre en œuvre cette stratégie.

Il conviendra, donc, de faire reposer la nouvelle organisation de la distribution d'électricité, d'une part, sur une hiérarchisation concrète des enjeux au sein d'une politique globale de gestion des réseaux et, d'autre part, sur la révision consécutive des responsabilités des parties prenantes. Ainsi, il s'agit de réinventer une gouvernance économique globale de la gestion des réseaux publics de distribution.

Annexes

1. – Liste des personnes auditionnées.....197

2. – Définitions de la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité en France 205

3. – Cadre réglementaire de la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité en France.....219

4. – Cadre normatif de la qualité d'alimentation de l'électricité sur les réseaux de distribution d'électricité 230

5. – Contexte contractuel de la qualité d'alimentation de l'électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité en France.....237

6. – Enfouissement des réseaux publics de distribution d'électricité 245

7. – Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ) 255

8. – Glossaire 260

9. – Sigles.....264

10. – Liste des encadrés, figures, tableaux et cartes 268

11. – Bibliographie.....274

1. – Liste des personnes auditionnées

1.1. – État

Pour le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer (MEEDDM) :

Pierre-Marie ABADIE	Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) Directeur de l'Énergie
Philippe GUILLARD	Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) Directeur adjoint au Directeur de l'Énergie
Thomas PERTUISET	Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) Bureau Réseaux de Transport et de Distribution électriques Adjoint au Chef de Bureau
Gilles RAT	Direction générale de la Prévention des Risques (DGPR) Service Technique de l'Énergie Électrique et des Grands Barrages et de l'Hydraulique (STEEGBH) Adjoint au Directeur

1.2. – Autorités concédantes

Pour la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) :

Pascal SOKOLOFF	Directeur général des services
Jean FACON	Directeur adjoint Chef du service juridique
Charles-Antoine GAUTIER	Chef de service contrôle des concessions d'énergies de réseau
Alexis GELLÉ	Chef des services Éclairage public, Développement des réseaux de distribution d'énergie
Jean-Pierre HAUET	Directeur associé de KB Intelligence

Pour le Syndicat Départemental d'Énergie de l'Aube (SDEA) :

Bernard de LA HAMAYDE	Président Vice-président du Conseil général de l'Aube Maire de Saint-Parres-les-Vaudes
Dominique VOIX	Vice-président délégué Conseiller général de l'Aube
Joëlle GUINOT	Directrice Chargée du contrôle des concessionnaires
Philippe BÉDEL	Responsable de secteur

Benoit ROUSSEL	Responsable de secteur
Olivier GODIN	Responsable de secteur

Pour le Syndicat Départemental d'Électricité des Côtes-d'Armor (SDE 22) :

Jean GAUBERT	Président Député des Côtes-d'Armor Conseiller général des Côtes-d'Armor Conseiller municipal de Pluduno
Joël LAMBOLEY	7ème Vice-président Conseiller municipal de Perros-Guirec
Emmanuel GRIOT	Directeur
Didier ARZ	Directeur adjoint

Pour le Syndicat Départemental d'Énergie de la Dordogne (SDE 24) :

Philippe DUCENE	Président Conseiller général de Dordogne Président de la communauté de communes Maire de Sainte-Alvère Médecin de campagne
Jean-Pierre DESSEIX	Directeur général
Gil TAILLEFER	Futur Directeur général
Catherine DORET-BELIN	Directrice générale adjointe
Gisèle DUTHEUIL	Communication

Pour le Syndicat Départemental d'Énergie de la Drôme (SDED) :

Jean BESSON	Président Sénateur de la Drôme Membre de l'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz Vice-président du conseil régional de Rhône-Alpes Vice-président de la FNCCR
Philippe LAHADERNE	Directeur général
Jean-Jacques CADET	Directeur opérationnel
Bruno BLANCHARD	Directeur PRODEME[100]
Laurent CHAREYRE	Responsable communication
Élodie TARIOTTE	Chargée de missions Distributions d'énergies
Romain ROLLIN	Juriste
Françoise CASALINO	Chargée de missions auprès du Président, Métiers nouveaux Partenariats

[100] Direction Production, Organisation de la Distribution et Maitrise de l'Énergie.

Pour le Syndicat Intercommunal de l'Électricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27) :

Ladislas PONIATOWSKI	Président Sénateur de l'Eure Président du Groupe d'études de l'énergie Membre de l'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz Conseiller général de l'Eure Maire de Quillebeuf-sur-Seine Vice-président de la FNCCR
Jean-Luc MIRAUX	1er Vice-président Ancien sénateur de l'Eure Conseiller municipal de Vernon Professeur de lettres
Jean QUETIER	2ème Vice-président Président de la communauté de communes Maire-adjoint de Berville-en-Roumois
Perrine FORZY	3ème Vice-présidente Présidente de la communauté de communes du canton d'Étrépagny Maire de Gamaches-en-Vexin
Claude BASTIEN	Directeur général
Nicolas DEVILLERS	Responsable administratif et financier
Hélène LEVAVASSEUR	Responsable contrôle des concessions
Rémy PETIT	Responsable technique

Pour le Syndicat Départemental d'Énergie des Pyrénées-Atlantiques (SDEPA) :

Denise SAINT-PÉ	Présidente Conseillère régionale d'Aquitaine Conseillère générale du canton de Sauveterre de Béarn Vice-présidente de la FNCCR
Éric BORDENAVE	Directeur général

Pour le Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Électricité et les Réseaux de Communication (SIPPEREC) :

José GUNTZBURGER	1er Vice-président Conseiller municipal de Fontenay-aux-Roses
Jacques BOUVARD	10ème Vice-président Conseiller municipal de Rosny-sous-Bois
Étienne ANDREUX	Directeur général
Laurent GEORGES	Directeur général adjoint
Catherine DUMAS	Directrice générale adjointe
Arnaud BRUNEL	Responsable du pôle Électricité
Christian PONCELET	Responsable Achat d'Électricité et Maîtrise de l'Énergie

1.3. – Organisations syndicales

Pour la Confédération Française de l'Encadrement - Confédération Générale des Cadres (CFE-CGC) :

Christian TAXIL	Secrétaire général de la fédération CFE-CGC des Industries Électriques et Gazières (IEG)
Jean-Claude PELOFY	Responsable syndical branche des IEG
Philippe HAPKA	Délégué syndical central d'ERDF
Hervé QUATRELIVRE	Administrateur salarié du conseil de surveillance d'ERDF

Pour la Fédération Chimie Energie de la Confédération Française Démocratique du Travail (CFE-CFDT) :

Michel DU BARRY	Délégué syndical central d'ERDF
Pascal CORNUT	Animateur régional Sud-Ouest d'ERDF

Pour la Confédération Française des Travailleurs Chrétiens (CFTC) :

Pierre CARRIE	Délégué syndical central d'ERDF
Jean-Luc FAYE	Délégué syndical central d'ERDF Représentant au CCE d'ERDF
Olivier PAULET	Président de branche des IEG

Pour la Confédération Générale du Travail (CGT) :

Bruno BOSQUILLON	Secrétaire du CCE ERDF – Responsable sécurité Unité Réseau Électricité – Nord Pas-de-Calais
Michel ZULIANI	ERDF – Responsable dépannage Unité Réseau Électricité – Hautes-Pyrénées

Pour le syndicat Force Ouvrière (FO) :

Max ALLIES	Délégué régional de branche – Est Agent dans le département de la Nièvre
Alain JOUVET	Délégué régional de branche – Languedoc Roussillon Membre du bureau du Syndicat mixte d'électrification et d'équipement de l'Hérault

1.4. – Gestionnaires de réseaux d'électricité

Pour l'Association Nationale des Régies de services publics et des Organisations constitués par les Collectives locales ou avec leur participation (ANROC) :

Sylvain ROMIEUX	Délégué général adjoint
Patrick RUYER	Directeur général d'URM
Jean-Jacques JOUANGUY	Directeur général de GÉRÉDIS Deux-Sèvres (*ex*. Sorégies Deux-Sèvres)

Thibaud SOURTY	Responsable technique de la Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays chartrain (RSEIPC)

Pour Elektra Birseck Münchenstein (EBM) :

Eric WAGNER	Direct Énergie Distribution Directeur général d'EBM distribution

Pour Électricité Réseau Distribution France (ERDF) :

Michel FRANCONY	Président du directoire[101]
Catherine HALBWACHS	Conseiller du Président (Madame Michèle BELLON)
Benoît THOMAZO	Directeur Régulation
Erik LINQUIER	Direction Régulation Directeur adjoint
Pierre SOULAIROL	Directeur Patrimoine Concessions
Marc BUSSIERAS	Directeur Réseau
Jean-Louis LAPEYRE	Direction Réseau Département Performance et Appuis aux Réseaux Chef du département Performance globale
Olivier GONBEAU	Direction Réseau Département Performance globale
Michel MAZEL	Direction des Opérations – Auvergne Centre Limousin Directeur Réseau et Patrimoine – Auvergne Centre Limousin
Bernard PILARSKI	Direction des Opérations – Rhône-Alpes Bourgogne Directeur Réseau et Patrimoine – Rhône-Alpes Bourgogne
Olivier GROB	Direction des Opérations – Ouest Directeur Réseau et Patrimoine – Ouest
Patrick DUBOIS	Direction Opérations et Territoires Adjoint au Directeur

Pour Électricité Réseau Distribution France Eure (ERDF Eure) :

Jean-François FAUGERAS	Direction des Opérations – Manche Mer-du-Nord Directeur Réseau et Patrimoine – Manche Mer-du-Nord
Jean-Baptiste AUCLERC	Responsable de l'Agence de conduite régionale
Nicolas LAZET	Unité Réseau Électricité – Normandie Adjoint au Directeur Responsable de la maitrise d'ouvrage BT – Normandie
Philippe SARRAND	Responsable des investissements HTA et postes HTB/HTA – Manche Mer-du-Nord

[101] Le 16 mars 2010, Madame Michèle BELLON a été nommée Président du directoire d'ERDF à l'issue du conseil de surveillance. Elle succède à Monsieur Michel FRANCONY qui occupait cette fonction depuis la création d'ERDF le 1er janvier 2008.

Pour Électricité Réseau Distribution France Périgord (ERDF Périgord) :

Éric MARIAUD	Directeur territorial – Périgord
Arnaud POEYDOMENGE	Unité Réseaux Électricité – Aquitaine Chef d'Agence Opérations – Dordogne Lot-et-Garonne
Éric TREUILLET	Direction Réseaux Patrimoine Électricité – Sud-Ouest Chargé de mission Patrimoine Performance Gestion
René PICHAN	Direction Réseaux Patrimoine Électricité – Sud-Ouest Chef du département Concessions et Collectivités Locales
Jacques MASSOT	Direction des Opérations du service commun – Sud-Ouest

Pour Électricité Réseau Distribution France Côtes-d'Armor (ERDF Côtes-d'Armor) :

Jean-Pierre COUTURE	Directeur territorial – Côtes-d'Armor

Pour la Société d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité de l'Oise (SICAÉ Oise) :

Xavier OURY	Président
Gérard LEFRANC	Directeur général Vice-président de la FNSICAÉ
Benoit LAHOCHE	Adjoint au Directeur de la Gestion du Réseau
Cédric PERROT	Chef de la division Études Générales
Jean-Pierre DUBIGNY	Chef de la division Exploitation
Emmanuel CHAZALON	Directeur commercial et financier

Pour RTE EDF Transport (RTE) :

Michel DUBREUIL	Direction Transport d'Électricité Directeur délégué
Brigitte PEYRON	Direction Système Électrique Directeur Accès au Réseau
Philippe MANTION	Direction Système Électrique Département Performance du Système et Accès au Réseau Groupe Clients Industriels & Distributeurs

1.5. – Organisations professionnelles

Pour la Fédération Française des Installateurs Électriciens (FFIE) :

Vincent CAPDEVILLE	Délégué général
Luc BARANGER	Délégué technique
Pierre-Mary LE PERSON	Délégué technique
Frédéric DEMONGEOT	Entrepreneur de travaux de réseaux (Côte d'Or)

Pour la Fédération de l'Industrie du Béton (FIB) :

Alain LE DU	Vice-président Chef d'entreprise
Jacques MANZONI	Directeur général adjoint
Patricia DESMERGER	Chargée de communication

Pour le Groupement des Industries de l'Équipement Électrique, du Contrôle-Commande et des Services associés (GIMELEC) :

Nadi ASSAF	Délégué général adjoint Délégué général du GME
Michel AUGONNET	Président du comité de Marché « *Énergie* » Vice-président éxécutif commercial « *Systèmes* » d'Areva T&D
François LELONG	Vice-président zone France-Belgique-Luxembourg d'Aeva T&D
Daniel VUILLEMENOT	Marketing France de Schneider Electric
Thierry DASSONVILLE	Responsable Marketing Équipements et Projets de Schneider Electric
Philippe ARMAND	Directeur général de SICAME

Pour le Syndicat des Entreprises de Génie Électrique et Climatique (SERCE) :

Francis BOUQILLON	Directeur général
Anne VALACHS	Future Directrice générale

Pour le Syndicat professionnels des fabricants de fils et câbles électriques et de communication (SYCABEL) :

Hugues DE GROMARD	Délégué général
Emmanuel SABONNADIERE	Membre du bureau Trésorier Président de Silec Câble
Jean-Claude FREBAULT	Membre du bureau Membre du directoire de Prysmian Câbles et Systèmes France
Éric FRANCEY	Membre du comité Directeur Câbles de Réseaux d'Énergie Directeur de l'Activité Infrastructures de Nexans France.

1.6. – Fournisseurs d'énergie

Pour l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Électricité (ANODE) :

Fabien CHONÉ	Président Directeur général délégué de Direct Énergie
Anne BARBARIN	Secrétaire générale Directrice des Affaires réglementaires de Direct Énergie

Pour Électricité de France (EDF) :

Patrice BRUEL	Secrétariat Général Délégation aux Régulations Délégué aux Régulations
Jérôme BOTTIN	Direction Financière France Relation Régulé
Marc ESPALIEU	Direction Ressources Humaines et Coordination France Directeur Coordinateur des Actifs Régulés
Bernard CASTILLE	Service National Consommateurs – Relation Opérateurs de Réseaux Division Particuliers et Professionnels Directeur de la Direction Commerce

1.7. – Divers

Pour l'Association pour la protection des sites des Abers (APSA) :

Joël RÉTIÈRES-LEHIDEUX	Président Président de l'Association paysages en péril
Jean-Pierre LE GORGEU	Vice-président

Pour le cabinet de conseil en urbanisme et environnement (Erea-Conseil) :

Christian VIGNACQ	Directeur d'études environnement

Pour l'École Nationale Supérieure d'Ingénieurs Électriciens de Grenoble (INPG) :

Nouredine HADJSAÏD	Professeur au Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble Directeur d'IDEA[102]

Pour Energimarknads inspektionen (Ei – Suède) :

Rémy KOLESSAR	Directeur technique

[102] IDEA Gie : Inventer la Distribution Électrique de l'Avenir, Groupement d'intérêt économique entre EDF, Grenoble INP et Schneider Electric Industries.

2. – Définitions de la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité en France

2.1. – Les définitions de la qualité de l'alimentation en électricité

Idéalement, l'énergie électrique est disponible, à tout moment *via* le réseau électrique, sous la forme d'une sinusoïde de tension à 50 Hz, de valeur efficace 230 V entre phase et neutre, 400 V entre phases pour la basse tension, 15 ou 20 kV entre phases pour la haute tension, *etc*.

Dés que la forme de la tension s'éloigne de cette forme idéale, cela peut être considéré comme une dégradation de la qualité de l'alimentation en électricité.

Plus généralement, sous le terme « *qualité de l'alimentation en électricité* », sont regroupés les trois domaines suivants :

- la « ***continuité d'alimentation*** », qui est affectée par les **interruptions fortuites** (coupures longues supérieures à 3 minutes, coupures brèves entre 1 seconde et 3 minutes ou coupures très brèves inférieures à 1 seconde[103]) et les **interruptions programmées** (par exemple nécessitées par l'entretien des réseaux) ;

- la « ***qualité de l'onde de la tension*** », impactée par les fluctuations de fréquence, les fluctuations rapides de la tension (à-coups de tension, *flicker*, creux de tension), les fluctuations lentes de la tension, les déséquilibres, les surtensions impulsionnelles et les harmoniques ;

- la « ***qualité de service*** », caractérisant la relation entre le gestionnaire ou fournisseur et l'utilisateur des réseaux (temps maximum de (re)mise en service, intervention d'urgence, étude de raccordement, notification de coupure programmée, information, réponses téléphoniques, tenue des horaires de rendez-vous, *etc*.).

Les réseaux publics de transport et de distribution sont soumis à des aléas, notamment climatiques (vent, neiges, *etc*.), et des circonstances exceptionnelles, indépendants de la volonté du gestionnaire de réseaux. Certaines sont difficilement maîtrisables dans l'état des techniques et la réglementation les qualifie de force majeure. Les gestionnaires de réseaux doivent, dans ce cas, assurer l'exploitation de leurs réseaux en « *régime d'exploitation perturbé* » ou, autrement dit, en « *régime exceptionnel* ».

En dehors de circonstances qualifiant un régime d'exploitation perturbé, les gestionnaires de réseaux exploitent les réseaux en « *régime normal d'exploitation* » où les conventions d'exploitation en précisent un ou plusieurs schémas d'exploitation.

Les perturbations impactant la continuité de l'alimentation et la qualité de l'onde de la tension seront présentées par la suite.

2.2. – Les différentes tensions

D'une manière générale dans le domaine de l'électricité, la mesure d'une tension s'exprime en **valeur efficace**. Sauf indication contraire, ce document fait référence aux tensions entre phases, appelées aussi **tensions composées**. Elles sont notées *U*.

---

[103] Les coupures très brèves sont, également, appelées « *microcoupures* ».

La tension **nominale** (U_n) d'un réseau est la tension à laquelle un réseau ou un matériel est construit pour fonctionner. Elle est, donc, souvent utilisée pour caractériser des ensembles d'ouvrages de réseaux.

La tension **contractuelle** (U_c) constitue la tension que le gestionnaire des réseaux publics d'électricité s'engage à maintenir aux bornes d'une installation. Sa valeur est fixée dans les conditions particulières du contrat d'accès au réseau électrique. Elle peut différer de la tension nominale (U_n) du réseau.

La tension de **fourniture** (U_f) est la tension observée au point de livraison de l'utilisateur, à un instant donné.

La valeur efficace de la tension est, généralement, mesurée par période du signal fondamental de la tension (20 ms). La mesure de la tension peut s'effectuer avec un appareil dont la bande passante va jusqu'à 2 kHz.

La mesure des caractéristiques de la tension est en principe effectuée au point de livraison, là où se trouvent les compteurs d'énergie électrique. Cette mesure sert de référence contractuelle si le comptage est réalisé au niveau de la tension contractuelle. Si ce n'est pas le cas, la mesure ne sert de référence contractuelle que pour les coupures.

La tension **assignée** (U_a) d'un matériel est la tension généralement convenue entre constructeurs et utilisateurs à laquelle se rapportent certaines spécifications de fonctionnement.

2.3. – Les domaines de tension

L'installation de l'utilisateur est normalement raccordée au **domaine de tension** le plus bas capable d'injecter ou de soutirer de l'énergie électrique à sa puissance de raccordement dans des conditions compatibles avec les règles de conception et d'exploitation du réseau public d'électricité.

Les domaines de tension des réseaux publics d'électricité sont définis par le tableau ci-dessous (en courant alternatif)[104] :

<table>
<tr><th>Tension nominale de raccordement (U_n)</th><th colspan="3">Domaines de tension</th></tr>
<tr><td>$U_n \leq 1$ kV</td><td>BT</td><td colspan="2">Domaine basse tension</td></tr>
<tr><td>1 kV < $U_n \leq 50$ kV</td><td>HTA</td><td>Domaine haute tension A</td><td rowspan="4">Domaines haute tension</td></tr>
<tr><td>50 kV < $U_n \leq 130$ kV</td><td>HTB 1</td><td rowspan="3">Domaine haute tension B</td></tr>
<tr><td>130 kV < $U_n \leq 350$ kV</td><td>HTB 2</td></tr>
<tr><td>350 kV < $U_n \leq 500$ kV</td><td>HTB 3</td></tr>
</table>

2.4. – Les perturbations du système électrique

Si les défaillances susceptibles de porter atteinte à la qualité de l'alimentation en électricité ne concernent qu'un petit nombre de paramètres (durée, amplitude de tension, *etc*.), leurs conséquences sont en revanche extrêmement nombreuses allant de simples perturbations localisées et ponctuelles, à la grande panne collective (on parle alors de *blackout*).

Schématiquement, on peut distinguer les perturbations qui se caractérisent par une coupure d'alimentation, plus ou moins longue (continuité de la fourniture), de celles qui ne concernent que la déformation de la tension d'alimentation (qualité de l'onde de tension) : variations de la valeur efficace de la tension, de la

[104] Les domaines de tension découlent de l'article 3 du décret n°88-1056 du 14 novembre 1988 pris pour l 'exécution des dispositions du livre II du code du travail (titre III : Hygiène, sécurité et conditions du travail) en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques.

fréquence, présence d'harmoniques (ondes à une fréquence multiple du fondamental de la tension), *flicker* (variations rapides de l'amplitude de la tension), *etc*.

2.4.1. – Les interruptions de l'alimentation

La définition des interruptions

Il y a **interruption** lorsque les valeurs efficaces des trois tensions composées sont simultanément inférieures à 10 % de la tension contractuelle (U_c).

On distingue :

- les **coupures très brèves** (ou microcoupures) d'une durée inférieure à 1 seconde ;
- les **coupures brèves** d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure à 3 minutes ;
- les **coupures longues** d'une durée supérieure ou égale à 3 minutes.

Habituellement, seules les coupures brèves et longues sont comptabilisées comme « *coupure*s ».

La figure, ci-dessous, illustre les différents types de coupure en fonction de la durée du phénomène :

La mesure des interruptions

La valeur de la tension de référence est U_c. La mesure de la valeur efficace de la tension est effectuée indépendamment sur chacune des trois tensions composées.

Les causes des interruptions

Une coupure est, généralement, due à l'ouverture des dispositifs de protection (disjoncteurs, fusibles) répondant à la nécessité d'isolement des défauts (courts-circuits et surcharges).

En particulier, les coupures longues font suite à l'isolement d'un défaut permanent par les dispositifs de protection ou à l'ouverture volontaire ou intempestive d'un appareil.

Le fonctionnement des automatismes de réseau tels que les réenclencheurs (rapides et/ou lents), les permutations de transformateurs ou de lignes entrainent, également, des coupures généralement brèves.

La maintenance et le déclenchement intempestif sont aussi des causes de coupures.

Les impacts liés aux interruptions

Les coupures brèves et longues fortuites peuvent avoir des incidences considérables sur les procédés industriels, notamment, par l'arrêt des équipements industriels et provoquent, par ailleurs et de manière évidente, un désagrément social considérable.

Commentaires

Ne sont considérées comme des coupures au titre des engagements des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, les coupures provenant :

- de manœuvres réalisées par l'utilisateur du réseau ou exécutées par le gestionnaire de réseaux à la demande de ce denier ;
- d'un défaut dans l'installation de l'utilisateur ;
- d'un retour au schéma normal d'exploitation après utilisation d'une alimentation de secours.

Les coupures susceptibles de survenir, du fait des manœuvres d'exploitation, dans l'heure qui suit le début d'une coupure longue ne sont pas comptabilisées. De même, les coupures brèves résultant du fonctionnement des protections et automatismes, et précédant de moins de 2 minutes l'occurrence d'une coupure longue, ne sont pas comptabilisées.

2.4.2. – Les fluctuations lentes de la tension

La définition des fluctuations lentes de la tension

En cas de **fluctuations lentes de la tension** (ou variations lentes de tension), la tension de fourniture (U_f) évolue de manière périodique autour et avec une amplitude faible devant la tension contractuelle (U_c) et à une fréquence faible devant le fondamental du signal électrique de 50 Hz.

La figure, ci-dessous, illustre un exemple « *de plages* » d'engagement portant sur les fluctuations lentes de la tension :

La mesure des fluctuations lentes de la tension

La valeur efficace de la tension est calculée sur la base d'une moyenne sur une durée de 10 minutes.

Les causes des fluctuations lentes de la tension

Un réseau électrique de tension nominale (U_n) juxtapose généralement des zones, qui du fait de la structure du réseau, sont caractérisées par des tensions plutôt hautes ou plutôt basses. Ces différences dépendent de la distance des sources de production et des charges et se manifestent, donc, à l'échelle journalière, hebdomadaire ou annuelle, selon les changements du schéma d'exploitation des réseaux (selon la disponibilité des centrales et des avaries). Des dispositifs de réglage (automatique ou manuel) de la tension installés dans les postes de transformation contribuent à limiter ces fluctuations.

Pour autant, de façon à tenir compte de ces différences spatiales, les performances du réseau public d'électricité pour les variations de tension ne sont, généralement, pas repérées par rapport à la tension nominale (U_n) du réseau, mais par rapport à une tension contractuelle (U_c) qui intègre ces particularités locales.

Les impacts liés aux fluctuations lentes de la tension

Les fluctuations lentes de la tension se matérialisent, généralement, par une chute de tension pour les utilisateurs situés à proximité de gros consommateurs d'énergie et une surintensité ou une surconsommation à puissance constante.

A contrario, les installations dont la tension d'alimentation est supérieure à la tension nominale sont soumises à des champs électriques trop forts qui mènent à leur vieillissement prématuré.

2.4.3. – Les fluctuations rapides de la tension

Les définitions des fluctuations rapides de la tension

Le terme **fluctuation rapide de la tension** (ou variations rapides de tension) couvre tous les phénomènes où la tension présente des évolutions qui ont une amplitude modérée (généralement moins de 10 % de U_c), mais qui peuvent se produire plusieurs fois par seconde.

Ces phénomènes peuvent donner lieu à un papillotement de la lumière appelé ***flicker***.

On appelle **à-coup de tension** une variation soudaine, non périodique de la valeur efficace de la tension, qui se produit à des instants aléatoires à partir d'une valeur de la tension comprise dans la plage contractuelle.

La figure, ci-dessous, illustre des fluctuations rapides de tension (ou effet de papillotement) :

La mesure des fluctuations rapides de la tension

Elle doit être effectuée avec un appareil de mesure dont les caractéristiques répondent à la norme internationale CEI 868.

La sévérité de papillotement, définie dans la norme CEI 61000-4-15, mesure la gêne que ressent le système visuel humain lors des variations d'intensité d'éclairage.

La méthode de mesure doit être représentative de la gêne ressentie et prendre en compte les mécanismes de la vision. Pour cela, le *flicker* doit être évalué sur une période de temps suffisamment longue.

Les causes des fluctuations rapides de la tension

Les variations rapides de tension, et en particulier le *flicker*, sont, en général, causées par la mise en route de charges variables comme des fours à arc, des machines à souder, des laminoirs, *etc*. Des charges domestiques telles que les imprimantes laser, les micro-ondes ou les systèmes d'air conditionné peuvent, également, occasionner des fluctuations rapides de tension. Elles peuvent encore être créées par le fonctionnement d'un aérogénérateur mal régulé (éoliennes d'ancienne génération).

En raison de la nature aléatoire du *flicker*, provoqué uniquement par certaines charges, son niveau peut varier considérablement et de façon imprévisible pendant cette période.

Les à-coups de tension proviennent essentiellement des variations de la charge du réseau ou de manœuvres en réseau : c'est, par exemple, la chute de tension produite par l'enclenchement d'une charge.

Les impacts liés aux fluctuations rapides de la tension

Les principaux effets du *flicker* sur l'homme peuvent être le mal de tête, l'irritabilité et parfois même l'épilepsie. La gêne physiologique (fatigue visuelle ou nerveuse) dépend de l'amplitude des fluctuations, de la fréquence des variations et de la durée du phénomène. Il existe, toutefois, un seuil de perceptibilité (amplitude en fonction de fréquence de variation) défini par la norme CEI.

Le *flicker* ne perturbe que rarement les machines.

2.4.4. – Les déséquilibres de la tension

La définition des déséquilibres de la tension

Le gestionnaire des réseaux publics d'électricité fournit à ses utilisateurs un ensemble de trois tensions sinusoïdales appelé **système triphasé**. Ces trois tensions ont théoriquement la même valeur efficace (amplitude) et sont, également, décalées dans le temps (déphasage de 120° les unes par rapport aux autres). Un écart par rapport à cette situation théorique est caractéristique d'un système **déséquilibré**.

La figure, ci-dessous, illustre un déséquilibre entre les 3 phases :

La mesure des déséquilibres de la tension

Si τ_i est la valeur instantanée du déséquilibre, on définit le taux moyen τ_{vm} comme la moyenne quadratique de τ_i pour une période d'intégration de 10 minutes :

$$\tau_{vm} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T \tau_i^2(t)dt}$$, où T = 10 minutes.

Les causes des déséquilibres de la tension

En pratique, la dissymétrie des charges raccordées sur chaque phase de l'alimentation triphasée induit la circulation de courants différents dans chaque phase (charges en basse tension connectées entre phase et neutre, charges monophasées ou biphasées en haute tension telles que machines à souder et fours à induction).

Les impacts liés aux déséquilibres de la tension

Si le système triphasé au point de livraison d'un utilisateur est déséquilibré, le fonctionnement d'un appareil triphasé peut être perturbé : le système de courants qui le traversent est lui-même déséquilibré, ce qui peut provoquer des échauffements (et la surconsommation associée) et, dans le cas des machines tournantes, une diminution de leur couple et l'apparition de couples résistants qui conduisent à dégradation prématurée des machines.

2.4.5. – La fréquence

La définition de la fréquence

Sur les réseaux européens interconnectés par des liaisons synchrones et en régime normal de fonctionnement, la **fréquence** est une caractéristique de la tension identique en tous les points des réseaux électriques, qui varie dans la plage : 50 Hz ± 1 %.

Dans des circonstances exceptionnelles, le réseau alimentant l'utilisateur peut se trouver momentanément isolé par rapport au réseau européen : le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, en charge de l'équilibre du système, privilégie alors le maintien de la tension, quitte à voir la fréquence varier dans une plage plus importante (+ 4 / - 6 %).

Dans les petits réseaux ilotés des systèmes électriques insulaires (Corse, DOM et COM) la fréquence varie dans la plage : 50 Hz ± 2 %[105].

La mesure de la fréquence

La valeur de la fréquence est calculée sur la base d'une moyenne sur une durée de 10 secondes.

L'impact lié à la fréquence

Comme les déséquilibres, les écarts de fréquence conduisent à une désoptimisation importante du fonctionnement des machines tournantes en entrainant échauffements (et pertes associées), et diminution de leur couple.

2.4.6. – Les harmoniques

La définition des harmoniques

Le gestionnaire de réseaux publics d'électricité fournit à ses utilisateurs des tensions sinusoïdales à 50 Hz que certains équipements perturbateurs peuvent déformer. Une tension déformée est la superposition d'une sinusoïde à 50 Hz et d'autres sinusoïdes à des fréquences multiples, que l'on appelle **harmoniques**. On dit que la sinusoïde de fréquence 100 Hz est de rang 2, celle de fréquence 150 Hz de rang 3, *etc*.

La figure, ci-après, illustre un signal comportant des harmoniques :

[105] 60 Hz pour les COM de Saint Martin et de Saint Barthélemy.

La mesure des harmoniques

La valeur efficace de chaque tension harmonique est calculée sur la base d'une moyenne sur une durée de 10 minutes.

Les causes des harmoniques

Dans de nombreux cas, le courant consommé par les charges n'a pas une forme sinusoïdale pure. Les perturbations dites harmoniques sont causées par l'introduction sur le réseau électrique de charges non-linéaires comme les équipements intégrant de l'électronique de puissance (variateurs de vitesse, fours à arc, onduleurs, convertisseurs statiques, lampes à décharges, gradateurs de lumière, tubes fluorescents, poste de soudure, *etc*.). Plus généralement, tous les matériaux incorporant des redresseurs et des systèmes électroniques de découpage déforment les courants et créent des fluctuations de tension sur les réseaux électriques.

De même, bien que de puissance unitaire plus faible que les charges industrielles, les charges domestiques sont des sources de distorsion harmonique importantes par l'effet cumulé de leur grand nombre et de leur utilisation simultanée sur de longues périodes.

Les niveaux d'harmonique varient selon les appareils. Les alternateurs génèrent, pour la plupart, des harmoniques de rangs impairs. La mise sous tension de transformateurs ou les fours à arc génèrent des harmoniques de rang pairs et de rangs impairs.

Les impacts liés aux harmoniques

Les harmoniques impliquent des surcharges (du conducteur de neutre, des sources, *etc*.), des déclenchements intempestifs, un vieillissement accéléré, une dégradation du rendement énergétique, une perte de productivité.

Commentaire

Lorsque le signal comporte une composante dont la fréquence n'est pas un multiple de la fréquence fondamentale, on parle d'**inter-harmoniques**. Le niveau des inter-harmoniques est en augmentation en raison du développement des convertisseurs de puissance et des variateurs de vitesse et autres équipements similaires de contrôle-commande. Le domaine de fréquence qui correspond à l'étude des harmoniques est généralement compris entre 100 Hz (rang 2) et 2 kHz (rang 40).

2.4.7. – Les surtensions impulsionnelles

La définition des surtensions impulsionnelles

L'application d'une tension supérieure à la tension admissible par un équipement constitue une surtension.

En plus des surtensions à 50 Hz, les réseaux électriques peuvent être le siège de **surtensions impulsionnelles** par rapport à la terre, dues, entre autres, à des phénomènes naturels tels que la foudre.

Des surtensions impulsionnelles dues à des manœuvres d'appareils peuvent, également, se produire sur les réseaux publics d'électricité ou sur les installations privées des utilisateurs. Des valeurs de surtension phase-terre jusqu'à 2 à 3 fois la tension simple contractuelle (U_c) se rencontrent usuellement.

Commentaires

Les **surtensions à la fréquence industrielle** (ou **surtension temporaire**) sont, par définition, à la même fréquence que celle du réseau (à 50 Hz). Elles prennent naissance suite à un défaut d'isolement entre phase et terre, lors, notamment, d'une surcompensation de l'énergie réactive.

Les **surtensions de manœuvre** découlent d'une modification de la structure de réseau : mise en service de gradins de condensateur, d'une ligne à vide. À titre d'exemple, le démarrage d'une batterie de condensateurs provoque une surtension transitoire dont la première crête peut atteindre plus de deux fois la tension efficace du réseau.

Les **surtensions atmosphériques** sont provoquées par des phénomènes naturels tels que la foudre, soit directement (sur une ligne ou une structure), soit indirectement par augmentation du potentiel de la terre (surtension induite). On dénombre 1 à 2 millions d'impacts de foudre en France par an.

La protection contre les surtensions d'origine atmosphérique nécessite, soit l'emploi de dispositifs de protection (parafoudres), soit l'adoption de dispositions constructives appropriées (distances d'isolement, enfouissement, par exemple).

Les impacts liés aux surtensions impulsionnelles

Les conséquences des surtensions impulsionnelles sont très diverses selon la durée, la répétitivité, l'amplitude, la raideur du front de montée et la fréquence du phénomène : destruction de matériel sensible (composant électronique), dégradation de matériel par vieillissement (lors de surtensions non destructives mais répétées), coupure longue entrainée par la destruction de matériel, contraintes électrodynamiques et thermiques (incendie) causées par la foudre essentiellement.

Une surtension impulsionnelle peut, par exemple, entraîner : un verrouillage de variateurs de vitesse, des déclenchements intempestifs, une destruction d'appareillage, des pertes d'exploitation, *etc.*

Les surtensions de manœuvre peuvent conduire à des dégradations aussi importantes que la foudre.

2.4.8. – Les creux de tension

La définition des creux de tension

Un **creux de tension** est une diminution brusque de la tension de fourniture (U_f) à une valeur située entre 90 % et 1 % de la tension contractuelle (U_c) (norme CEI 61 000-2-1 et norme CENELEC EN 50 160), suivie du rétablissement de la tension après une courte durée. Un creux de tension peut durer de 10 ms (représentant la demi-période fondamentale du réseau à 50 Hz) à 3 minutes.

L'engagement sur les creux de tension

Il se présente sous la forme de seuils (selon les mêmes principes que pour les interruptions de fourniture), les creux de tension étant caractérisés par leur profondeur et leur durée Les gestionnaires de réseaux publics d'électricité s'engagent sur les creux de tension dont la profondeur est supérieure à un certain pourcentage de U_c pendant une durée supérieure à un seuil minimum.

La figure, ci-après, illustre l'enveloppe du creux de tension en fonction de la durée du phénomène et de sa profondeur :

La mesure des creux de tension

La valeur de la tension de référence est U_c. La mesure de la tension efficace est effectuée indépendamment sur chacune des trois tensions composées. Pour pouvoir détecter les creux de tension d'une dizaine de millisecondes, la valeur efficace est, pour ces seules perturbations, mesurée par ½ période du 50 Hz (10 ms) :

- il y a creux de tension dès que la valeur efficace d'une tension est inférieure à une valeur appelée « *seuil* » ;
- le creux de tension débute dès qu'une tension est inférieure au seuil. Il se termine dès que les trois tensions sont supérieures au seuil ;
- on considère qu'il s'est produit deux creux de tension différents si les deux phénomènes sont séparés par un retour dans la zone de variations contractuelles durant plus de 100 ms.

La mesure des creux de tension

La méthode de mesure est conforme aux prescriptions de la norme CEI 61 000-4-30.

Les causes des creux de tension

Les **creux de tension** sont dus à l'apparition de défauts sur l'installation ou sur le réseau électrique : court-circuit, commutation de charges de forte puissance (démarrage moteur, *etc*.). Le creux de tension est d'autant plus faible que le point d'observation est électriquement éloigné de la source de perturbation. La durée d'un creux de tension est, en général, conditionnée par les temporisations de fonctionnement des organes de protection.

Les **courts-circuits** qui se produisent sur les réseaux provoquent des chutes de tension dont l'amplitude est maximale à l'endroit du court-circuit et diminue lorsqu'on se rapproche de la source de tension. La forme des chutes de tension en un point dépend de la nature du court-circuit (entre phase et neutre, entre phase et terre, ou entre phases) et du couplage des transformateurs éventuellement situés entre le court-circuit et le point considéré. La diminution de la tension dure tant que le court-circuit n'est pas éliminé. Ces perturbations peuvent affecter 1, 2 ou les 3 tensions composées.

Les impacts liés aux creux de tension

Les creux de tension induisent une perturbation ou un arrêt du *process* industriel conduisant, notamment, à la perte ou à la détérioration de données, l'ouverture de contacteurs, le verrouillage de variateurs de vitesse, le ralentissement ou le décrochage de moteurs, l'extinction de lampes à décharge.

Malgré la brièveté du phénomène, un creux de tension peut, donc, entrainer un arrêt prolongé de certains *process* industriels.

Les applications les plus sensibles sont :

- les chaines complètes de fabrication en continu dont le procédé ne tolère aucun arrêt temporaire d'un élément de la chaine (imprimerie, sidérurgie, papeterie, pétrochimie, *etc*.) ;

- les systèmes de sécurité, notamment les hôpitaux, et le balisage des pistes aéroportuaires ;

- les équipements informatiques tels que les centres de traitement de données, les systèmes bancaires, *etc*.

Commentaires

L'engagement des gestionnaires de réseaux relatif aux creux de tension ne prend en compte ni les coupures, ni les creux de tension qui se produisent dans la seconde précédant une coupure (longue ou brève). Les creux de tension provenant d'un défaut dans les installations de l'utilisateur ne sont pas non plus pris en compte.

2.5. – La fréquence d'occurrence des perturbations selon leur origine

Origine des perturbations		Type de perturbation				
		Creux de tension	Surtensions	Harmoniques	Déséquilibres	Fluctuations de tension
Réseau	Défaut d'isolement, rupture du conducteur de neutre, *etc*.	Phénomène occasionnel			Phénomène occasionnel	
	Manœuvres et ferrorésonnance		Phénomène occasionnel			
	Foudre		Phénomène occasionnel			
Equipements	Moteur asynchrone	Phénomène occasionnel				
	Moteur synchrone	Phénomène occasionnel		Phénomène fréquent		
	Machine à souder	Phénomène occasionnel		Phénomène fréquent	Phénomène fréquent	Phénomène fréquent
	Four à arc	Phénomène occasionnel		Phénomène fréquent	Phénomène fréquent	Phénomène fréquent
	Convertisseur		Phénomène fréquent	Phénomène fréquent		
	Charges informatiques			Phénomène fréquent		
	Éclairage			Phénomène fréquent		
	Onduleur			Phénomène fréquent		
	Batterie de condensateurs	Phénomène occasionnel	Phénomène fréquent	Phénomène fréquent		Phénomène occasionnel

2.6. – Les impacts des perturbations sur les systèmes et les matériels électriques

Le niveau acceptable de qualité tel qu'il est perçu par le gestionnaire de réseaux peut être différent de celui demandé ou souhaité par l'utilisateur. Pour illustrer ce fait, quelques exemples de dissensions entre les différents types d'utilisateurs principaux :

- les entreprises des secteurs primaire et secondaire ont, généralement, besoin d'une qualité de la fourniture d'électricité supérieure aux standards, notamment, en matière de continuité, les coupures longues fortuites ou les coupures brèves fortuites se traduisant par une perturbation ou l'arrêt des installations, associés souvent à une perte de production et générant parfois des risques pour les personnes et l'outil de travail. En matière de *process* pilotés par automates, les creux de tension ou les microcoupures sont, également, susceptibles d'entraîner des dégradations sur les systèmes industriels. Toutefois, la désensibilisation des automates peut être, dans certains cas, possible dans des conditions économiques acceptables pour l'utilisateur ;

- dans le secteur tertiaire, les usages de l'électricité sont, principalement, liés à la gestion technique des bâtiments (éclairage, climatisation, *etc*.) et à l'utilisation d'outil informatique. Seul ce dernier usage est reconnu sensible à la qualité de l'électricité, notamment à la dégradation éventuelle de la continuité de fourniture ;

- les consommateurs domestiques sont quant à eux principalement sensibles aux chutes de tension ou aux coupures longues. Toutefois, le développement de l'informatique personnelle et de la domotique peut développer chez ces mêmes consommateurs une sensibilité aux coupures brèves et microcoupures.

Les effets peuvent être classés selon deux catégories :

- les effets instantanés, tels que le mauvais fonctionnement ou l'arrêt d'un processus industriel. L'impact financier de la perturbation est alors, directement, chiffrable ;

- les effets différés, tels que les pertes d'énergie, le vieillissement accéléré du matériel dû aux échauffements et aux efforts électrodynamiques supplémentaires engendrés par les perturbations. L'impact financier est alors plus difficilement quantifiable.

On observe un plus grand nombre de creux de tension et de coupures brèves sur les réseaux aériens que sur les réseaux souterrains du fait des intempéries (excepté, bien entendu, s'ils sont raccordés sur le même départ).

Une réorganisation en profondeur de la structure de certains réseaux électriques peut avoir des conséquences importantes sur les différents paramètres de qualité. Outre les coûts, éventuellement très importants, qu'elle engendre, une telle réorganisation peut avoir des effets défavorables sur certains paramètres dans la mesure où les ouvrages souterrains sont moins accessibles aux agents d'intervention, ce qui entraine, en cas de défaut, des temps de localisation et de réparation (travaux sous tension impossibles en souterrain) généralement plus longs que sur les réseaux aériens.

Ainsi, une amélioration de la qualité de la tension par l'enfouissement des réseaux publics d'électricité peut se faire au détriment de la continuité de fourniture.

2.7. – Tableau de synthèse des origines et des conséquences des principales perturbations électriques

Perturbations	Type de perturbations	Origines	Conséquences éventuelles
Continuité de la fourniture	Coupure brève	Défauts fugitifs sur ligne (foudre, aléas) Fonctionnement des dispositifs de protections	Arrêt des procédés industriels
	Coupure longue	Défauts sur une ligne non éliminés Avaries sur les réseaux électriques Travaux sur les réseaux électriques	Arrêt des procédés industriels Risque en matière de sécurité
Qualité de la tension	Fluctuation rapide de la tension	Fluctuations de charge Mise en route de gros consommateurs (utilisateur ayant des fours à arc, machines à souder, *etc*.)	Inconvénients physiologiques
	Déséquilibre	Déséquilibre des charges Rupture d'une phase ou du neutre (en BT) Fortes charges monophasées ou diphasées	Disfonctionnement des appareils Surtension temporaire Échauffement des moteurs
	Harmoniques	Charges non linéaires (redresseurs, onduleurs, *etc*.)	Échauffement de l'électronique, des moteurs et des transformateurs Surtensions de résonnance
	Surtension impulsionnelle	Manœuvre sur les réseaux électriques Foudre	Dégâts sur les matériels électriques Dégâts sur les réseaux électriques
	Creux de tension	Manœuvres sur les réseaux électriques Démarrage de fortes charges (utilisateurs)	Arrêt des procédés industriels ou mauvais fonctionnement des équipements

2.8. – Synthèse des différents aspects de la qualité de l'électricité

Qualité de l'électricité
Qualité de l'alimentation d'électricité
Continuité de la fourniture
Interruptions planifiées (pour travaux)
Interruptions suite à aléas (hors travaux)
Coupures longues (durée ≥ 3 min)
Coupures brèves (1 s ≤ durée < 3 min)
Microcoupures (durée < 1 s)
Qualité de l'onde de la tension
Amplitude
Variations de la tension
Papillotement (*flicker*)
À-coup de tension
Surtensions impulsionnelles
Creux de tension
Fluctuations
Harmoniques
Déséquilibre
Fréquence
Forme de l'onde
Symétrie
Compatibilité électromagnétique
Interférences électromagnétiques
Perturbations hautes fréquences sur la fourniture
Perturbations hautes et basses fréquences hors fourniture
Champs électromagnétiques
Champ électrique
Champ magnétique
Sécurité et résistance
Surtensions
Mise à terre, neutre

3. – Cadre réglementaire de la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité en France

Le cadre réglementaire concernant la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution en France se concentre dans deux décrets pris en application de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

1. Le décret n°2001-365 du 26 avril 2001 modifié, relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE), qui prévoit un abattement en cas d'interruption de la fourniture d'électricité supérieure à 6 heures (dit « *2 % / 6 heures* »).

2. Le décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Ce décret est complété par un arrêté d'application de même date.

Ce cadre réglementaire détermine à la fois les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en la matière.

3.1. – Les niveaux de qualité

3.1.1. – L'encadrement réglementaire

Le dispositif en vigueur

Le décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, a été pris en application de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000. Ce décret fixe les principes et la procédure de contrôle de la qualité de l'électricité.

L'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de ce décret et relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, fixe les seuils des critères de qualité et détaille les méthodes d'évaluation.

La circulaire n°6637 du 3 juin 2008 de la DGEMP/DI DEME adressée aux préfets de département, relative aux nouvelles dispositions réglementaires en matière de qualité de l'électricité distribuée aux usagers sur les réseaux publics de distribution d'électricité, complète ce dispositif.

L'arrêté du 18 février 2010, modifiant l'arrêté du 24 décembre 2007, modifie certains des seuils des critères de qualité et détaille les méthodes d'évaluation.

Les dispositions transitoires

Le décret est entré en vigueur le 28 juin 2008. Toutefois, certaines dispositions n'entraient en vigueur qu'à compter du 29 décembre 2009. Durant la période comprise entre le 28 juin 2008 et le 28 décembre 2009, des dispositions particulières étaient appliquées et ce notamment concernant la partie de la réglementation consacrée aux coupures d'alimentation qui n'était en vigueur qu'à titre probatoire et uniquement sur une liste de 13 départements-pilotes, fixés par l'article 11 de l'arrêté du 24 décembre 2007 : l'Aube (10), la Côte d'Or (21), les Côtes-d'Armor (22), le Gard (30), la Gironde (33), l'Ille-et-Vilaine (35), la Loire (42), la Marne (51), le Pas-de-Calais (62), le Puy de Dôme (63), le Tarn-et-Garonne (82), le Var (83) et les Hauts-de-Seine (92).

La figure, ci-dessous, illustre les départements-pilotes retenus pour la période probatoire :

Le cadre réglementaire est limité

Les seuls critères pris en compte dans le décret du 24 décembre 2007 pour mesurer la qualité de l'alimentation sont :

- la tenue de la tension : mesurée sur la base d'une moyenne sur 10 minutes, le niveau de la tension ne doit pas s'éloigner de plus ou de moins de 10 % par rapport à sa valeur de référence (230 volts en monophasé, 400 volts en triphasé et, typiquement 20.000 volts pour la HTA) ;

- les coupures d'alimentation : leur nombre dans l'année et leur durée cumulée ne doivent pas excéder certains seuils.

Le cadre réglementaire est incomplet

Il est à noter que le III de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 dispose que « *lorsque le niveau de qualité n'est pas atteint en matière d'interruptions d'alimentation imputables aux réseaux publics de distribution, l'autorité organisatrice peut obliger le gestionnaire du réseau public de distribution concerné à remettre entre les mains d'un comptable public une somme qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité* ». Cependant, le décret du 24 décembre 2007 précisant les principes généraux de calcul de la somme concernée, compte tenu de la nature et de l'importance du non-respect de la qualité constaté, n'a toujours pas été publié.

Le cadre réglementaire est complémentaire au dispositif contractuel

Le cadre réglementaire ne se substitue pas au dispositif contractuel qui existe actuellement entre les autorités organisatrices et les gestionnaires de réseaux, mais il permet de faire respecter des niveaux planchers de qualité, lesquels pourront être rendus progressivement plus contraignants au fur et à mesure des progrès enregistrés dans les niveaux moyens atteints, et de résorber les situations individuelles les plus dégradées.

3.1.2. – Les acteurs en présence et la répartition des responsabilités

La maille départementale

Le décret et son arrêté d'application du 24 décembre 2007[106] s'appliquent en premier lieu aux réseaux publics de distribution d'électricité, à l'exclusion des parties de ces réseaux qui sont, par exception, alimentées dans le domaine B de la haute tension (HTB). Au sens de cette réglementation, un réseau public de distribution d'électricité est, donc, constitué par les ouvrages du domaine de la basse tension (BT : 230 volts en monophasé et 400 volts en triphasé) et du domaine A de la haute tension (HTA : 20.000 ou 15.000 volts)[107] situés sur le territoire géographique d'une autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité.

L'autorité organisatrice est une commune, un groupement de communes, un département ou un établissement public de coopération auquel la compétence de la distribution publique d'électricité a été transférée.

Le décret du 24 décembre 2007 a vocation à accompagner et favoriser la création d'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité à l'échelle départementale, c'est-à-dire, excepté les rares cas de compétence directement dévolue au conseil général, les syndicats de coopération intercommunale regroupant l'ensemble des communes du département, ou, à défaut, la conférence intercommunale constituée de l'ensemble des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité du département en application du III de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Dans tous les cas, c'est-à-dire même en l'absence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité constituée à l'échelle départementale ou de la conférence susmentionnée, le décret du 24 décembre 2007 organise les obligations minimales des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité vis-à-vis de celle-ci en matière de qualité de l'électricité.

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont les exploitants des réseaux publics de distribution liés à l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité par un contrat de concession ou un règlement de service dans le cas d'une régie[108].

Il est à noter qu'au sens de la présente réglementation, un gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité gère autant de réseaux publics de distribution différents qu'il a passé de contrats de concession avec des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité différentes et non, par abus de langage, un seul réseau de distribution.

À titre d'exemple, la figure, ci-après, illustre la répartition des autorités organisatrices de distribution publique d'électricité sur le département de l'Hérault (34) :

---

[106] Cette présentation est issue, principalement, du guide de l'évaluation de la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité publié par le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire avec la circulaire n°6 637 du 3 juin 2008.

[107] Le décret et son arrêté d'application font malheureusement référence à la « *moyenne tension* » triphasée (HTA).

[108] Il s'agit, en pratique, soit de la société Électricité Réseau Distribution France (ERDF) qui gère une grande partie des réseaux publics de distribution d'électricité du territoire métropolitain continental dans le cadre de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 modifiée sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, soit de la direction des Systèmes Énergétiques Insulaires du groupe Électricité de France (EDF-SEI) qui gère les réseaux publics de distribution d'électricité en Corse et dans les départements d'outre-mer, soit encore des distributeurs non nationalisés (DNN) mentionnés à l'article 23 de la loi précitée, soit la société Électricité de Mayotte (EDM) qui gère les réseaux publics de distribution d'électricité à Mayotte.

La répartition des responsabilités

Le gestionnaire des réseaux publics de distribution est tenu, vis-à-vis de son autorité organisatrice, de prendre les mesures appropriées qui lui incombent pour que :

- les tensions BT et HTA délivrées aux points de connexion par les réseaux publics de distribution aux utilisateurs de ces réseaux, soient globalement maintenues à l'intérieur de plages de variation maximales qui sont fixées par l'arrêté du 24 décembre 2007 ;

- la continuité des tensions BT et HTA délivrées aux points de connexion des réseaux publics de distribution soit globalement assurée.

L'expression « *qui lui incombent* » est importante car, dans certains cas, les gestionnaires des réseaux publics de distribution ne sont pas responsables des actions de renforcement à effectuer sur les réseaux publics de distribution. En effet, une action de renforcement peut être effectuée sur une partie des réseaux relevant du régime rural d'électrification rappelé encore récemment par la circulaire du 18 avril 2007 relative au Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ). Dans ce cas, cette action relèvera de la maîtrise d'ouvrage directement exercée, selon les cas, par l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité, une commune, un groupement de communes ou un syndicat d'électrification. En tout état de cause, la répartition de la maîtrise d'ouvrage est fixée dans le cahier des charges de la concession ou, pour une régie, dans le règlement de service de cette dernière.

Outre le cas général de l'électrification rurale, les gestionnaires des réseaux publics de distribution ne sont pas non plus directement responsables des actions de renforcement nécessaires lorsque ces actions ne peuvent être entreprises qu'« *en amont* » de ses réseaux, soit au niveau d'un autre réseau public de distribution qui alimenterait les siens, soit, en matière de coupure de l'alimentation, au niveau du réseau public de transport d'électricité.

Un réseau public de distribution peut évidemment se trouver dans la situation symétrique à celle évoquée ci-dessus. Dans ce cas, lorsqu'un réseau public de distribution alimente un autre réseau public de distribution

(réseaux alimentés en cascade), le gestionnaire du réseau en amont prend les mesures appropriées qui lui incombent pour que le gestionnaire du réseau en aval soit en mesure de satisfaire à ses propres obligations réglementaires, selon des modalités que les deux gestionnaires de réseaux publics de distribution auront définies au préalable.

En résumé, il est nécessaire d'identifier, au sein d'un département, l'ensemble des autorités organisatrices et, pour chacune, le (ou les) gestionnaire(s) de réseaux publics de distribution d'électricité, ainsi que, lorsque le département ou une partie du département est classée en « *zone rurale* », la dévolution des compétences en matière de maîtrise d'ouvrage pour l'électrification rurale.

Le réseau public de transport d'électricité

Il est enfin à noter que le décret et son arrêté d'application du 24 décembre 2007 concernent le réseau public de transport d'électricité et son gestionnaire, la société RTE, uniquement en ce que le réseau public de transport peut être lui-même, via les postes sources HTB/HTA, à l'origine de coupures de l'alimentation d'un ou plusieurs réseaux publics de distribution.

Lorsqu'un gestionnaire de réseaux publics de distribution identifie le réseau public de transport comme étant à l'origine d'un dysfonctionnement sur un réseau public de distribution, il doit le signaler à l'autorité organisatrice.

3.2. – Les prescriptions techniques pour évaluer la qualité

Comme rappelé dans l'annexe n°2, la qualité de l'électricité se mesure à partir de deux facteurs complémentaires, mais indépendants : la qualité de l'onde de tension et la continuité de l'alimentation. L'évaluation de la qualité consiste, donc, à mesurer, pour l'année passée, à la fois la tenue globale des tensions BT et HTA et la continuité globale de l'alimentation. Un client est considéré comme mal alimenté dès que l'un de deux facteurs dépasse les seuils-limites fixés dans la réglementation.

3.2.1. – Les procédures d'évaluation de la tenue globale de la tension

L'évaluation de la tenue globale de la tension sur un réseau public de distribution consiste à déterminer le pourcentage d'utilisateurs de ce réseau qui sont mal alimentés en termes de tenue de la tension, c'est-à-dire dont le point de connexion connaît ou risque de connaître au moins une fois dans l'année, hors circonstances exceptionnelles, une tension BT ou HTA à l'extérieur de la plage de variation fixée. La réglementation admet ainsi une variation maximale de ± 10 % autour des valeurs nominales de la tension :

- en BT monophasée, la tension peut varier de 207 à 253 V autour de la valeur pivot de 230 V ;
- en BT triphasée, la tension entre deux phases peut varier de 360 à 440 V autour de la valeur pivot de 400 V ;
- en HTA, pour un réseau à 20 kV, la tension entre deux phases pourra varier de 18 à 22 kV.

Comme indiqué aux articles 3-I et 4 de l'arrêté du 24 décembre 2007, un utilisateur est réputé mal alimenté lorsque la valeur moyenne de la tension, mesurée pendant 10 minutes au point de raccordement, sort au moins une fois dans l'année des plages de variation rappelées ci-dessus ou risque d'en sortir.

Les utilisateurs raccordés en BT étant les plus nombreux, par rapport aux utilisateurs raccordés en HTA, l'évaluation des utilisateurs en BT mal alimentés revêt un caractère de priorité. Afin de disposer d'un résultat homogène, l'évaluation des utilisateurs en HTA mal alimentés sera conduite séparément de celle des utilisateurs BT, même si l'arrêté du 24 décembre 2007 ne le spécifie pas expressément.

Le « *volet a* », prévu par l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007, qui sera, donc, utilement dédoublé selon les utilisateurs en BT et HTA, indique les pourcentages d'utilisateurs mal alimentés au sens du critère précité.

Le dépassement du seuil fixé à 3 %, qui est rappelé au III de l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007, que cela soit pour les utilisateurs en BT ou les utilisateurs en HTA, donne une présomption de qualité insuffisante du réseau en matière de tenue de la tension. Mais cela n'est pas suffisant pour conclure. En

effet, il faut connaître le résultat global du département (le « *volet b* ») pour déterminer si tel réseau public de distribution présente ou non une qualité insuffisante en matière de tenue de la tension, selon la logique rappelée ci-après :

Réseau public de distribution considéré (« *volet a* »)	**Département** (« *volet b* »)	**Niveau de qualité**
Le « *volet a* » fait apparaître un pourcentage d'utilisateur en BT mal alimentés et un pourcentage d'utilisateur en HTA mal alimentés qui sont ≤ 3 %	Quel que soit le résultat du « *volet b* »	Qualité suffisante pour le réseau public de distribution considéré
Le « *volet a* » fait apparaître un pourcentage d'utilisateur en BT mal alimentés ou un pourcentage d'utilisateur en HTA mal alimentés qui est > 3 %	« *volet b* » ≤ 3 %	Qualité réputée suffisante pour le réseau public de distribution considéré
Le « *volet a* » fait apparaître un pourcentage d'utilisateur en BT mal alimentés ou un pourcentage d'utilisateur en HTA mal alimentés qui est > 3 %	« *volet b* » > 3 %	Qualité insuffisante pour le réseau public de distribution considéré

Le « *volet b* » est déterminé par la mise en commun par les gestionnaires de réseaux publics de distribution de leurs « *volets a* ». À cette fin, chaque gestionnaire de réseaux publics de distribution envoie son « *volet a* » aux autres gestionnaires de réseaux publics de distribution du département au plus tard le 30 avril de l'année *n*. Si l'arrêté du 24 décembre 2007 ne le précise pas, il est en revanche nécessaire, pour des raisons pratiques, que chaque « *volet a* » transmis comporte, outre le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés proprement dit, la valeur absolue du nombre d'utilisateurs mal alimentés qui a été déterminée pour le réseau public de distribution considéré ainsi que le nombre total d'utilisateurs de ce réseau. Ainsi, le « *volet b* » s'obtient simplement par le rapport :

$$"volet\ b" = \frac{Nombre\ total\ d'utilisateurs\ mal\ alimentés\ dans\ le\ département}{Nombre\ total\ d'utilisateurs\ reliés\ aux\ différents\ réseaux\ publics\ d'électricité\ du\ département}$$

Ce schéma est cependant un peu théorique. En effet, ERDF ou, pour les réseaux insulaires, EDF-SEI, lorsqu'elle est le seul ou numériquement le principal gestionnaire de réseaux publics de distribution du département, fera usage de la possibilité de regrouper les réseaux publics de distribution qu'elle gère dans le département pour procéder à une unique évaluation pour l'ensemble de ces réseaux, ainsi que l'article 7 du décret du 24 décembre 2007 lui en offre la possibilité et sous réserve de l'accord des autorités organisatrices des réseaux concernés. Ce groupement peut, éventuellement, être étendu, au sein d'un même département, à des réseaux gérés par d'autres gestionnaires de réseaux publics de distribution qu'ERDF ou EDF-SEI.

Il est à noter qu'ERDF et EDF-SEI ne sont pas les seuls gestionnaires de réseaux publics de distribution à pouvoir procéder à un regroupement, au moins partiel à l'échelle du département. En effet, certains Distributeurs non nationalisés (DNN - cas de l'Électricité de Strasbourg, de l'Usine d'Électricité de Metz, *etc*.) gèrent des réseaux publics de distribution pour plusieurs autorités organisatrices différentes.

Quoi qu'il en soit, tous les réseaux publics de distribution participant à un groupement sont réputés avoir un même « *volet a* ».

Si tous les réseaux publics de distribution du département ont été regroupés en un groupement unique (cas possible, par exemple, dans les Côtes-d'Armor où il n'y a qu'un gestionnaire de réseaux publics de distribution, ERDF et une seule autorité organisatrice, le syndicat départemental d'électricité des Côtes-d'Armor), les « *volets a et b* » se confondent.

Le gestionnaire de réseaux publics de distribution rend compte des résultats de l'évaluation consolidée à l'autorité organisatrice au plus tard le 15 mai de l'année *n*. En cas de groupement, le gestionnaire de réseaux publics de distribution responsable de celui-ci transmet l'évaluation à chacune des autorités organisatrices concernées. Dans tous les cas, lorsque la conférence regroupant les autorités organisatrices

du département a été constituée en application des dispositions du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire de réseaux publics de distribution transmet les résultats de l'évaluation à cette conférence.

Le gestionnaire de réseaux publics de distribution conserve les résultats de l'évaluation pendant une durée minimale de 10 ans et les tient à la disposition de l'autorité organisatrice pendant cette période.

Lorsque les résultats de l'évaluation mettent en évidence une qualité insuffisante pour le réseau public de distribution considéré, selon la logique rappelée synthétiquement dans le tableau plus haut, le gestionnaire de réseaux publics de distribution doit transmettre à l'autorité organisatrice, au plus tard le 30 juin de l'année *n*, un programme d'amélioration. Lorsque le gestionnaire de réseaux publics de distribution a réalisé une évaluation unique pour un groupement de réseaux publics de distribution, son analyse doit détailler quel(s) réseau(x) public(s) de distribution est(sont) concerné(s) en particulier par des actions d'amélioration. Dans tous les cas, l'autorité organisatrice ou les autorités organisatrices approuvent le délai prévu pour l'exécution de ce programme ou, en cas de désaccord sur ce délai, en notifie un autre au gestionnaire de réseaux publics de distribution.

Comme il a été dit précédemment, lorsque le gestionnaire de réseaux publics de distribution n'est pas directement responsable de la mise en œuvre des actions correctrices, il doit néanmoins informer l'autorité organisatrice des actions qu'il conviendrait d'entreprendre et transmettre aux maîtres d'ouvrages concernés les données nécessaires pour leur permettre de réaliser lesdites actions, y compris ses propres analyses des imperfections et dysfonctionnements qu'il a pu constater.

3.2.2. – Les procédures d'évaluation de la continuité globale de l'alimentation en électricité

Tout gestionnaire de réseaux publics de distribution procède au cours de l'année (année *n*) à l'évaluation de la qualité de l'électricité délivrée par ses réseaux publics de distribution l'année passée (année *n-1*) en mesurant la continuité globale de l'alimentation fournie par ses réseaux. L'évaluation de la continuité globale de l'alimentation en électricité sur un réseau public de distribution consiste à déterminer le pourcentage d'utilisateurs de ce réseau qui sont mal alimentés en termes de coupures de leur alimentation. Ce pourcentage est fixé à 5 % par l'arrêté du 24 décembre 2007.

Les « *utilisateurs mal alimentés* » sont définis comme ceux qui subissent dans l'année (hors circonstances exceptionnelles) de trop nombreuses coupures ou une durée cumulée de coupure longue, selon les seuils de l'article 7 de l'arrêté.

Le schéma de l'évaluation de la continuité globale de l'alimentation en électricité sur le réseau, reprend dans l'ensemble, *mutatis mutandis*, les mêmes procédures et échéances que pour la tenue globale de la tension. Il y a, néanmoins, des différences importantes qui sont explicitées ci-après.

Tout d'abord, le décret du 24 décembre 2007 ne prévoit pas de possibilité de regroupement de réseaux publics de distribution sous la bannière d'un seul gestionnaire de réseaux publics de distribution. Il y a une évaluation par réseau public de distribution et une restitution de cette évaluation auprès de l'autorité organisatrice. Ainsi, au sein d'un même département, ERDF doit réaliser autant d'évaluations qu'elle détient de concessions et elle doit en rendre compte à chacune des autorités organisatrices concernées.

Une autre spécificité de cette évaluation réside dans le choix qui doit être fait par les autorités organisatrices d'un même département, de bénéficier d'un traitement différencié selon trois catégories de zones géographiques (les zones A qui correspondent à des communes densément peuplées, les zones B qui correspondent à des communes moyennement peuplées et les zones rurales qui englobent les autres communes) ou non.

Si l'arrêté du 24 décembre 2007 a prédéfini, dans son annexe 2, la répartition des communes des zones A et des zones B des départements de la France métropolitaine continentale, il reste nécessaire, dans un département donné, que le choix des autorités organisatrices soit recueilli par le préfet puis notifié par chaque autorité organisatrice à son gestionnaire de réseaux publics de distribution. Selon ce choix, les seuils à respecter par le gestionnaire de réseaux publics de distribution, conformément à l'article 7 de l'arrêté, ne sont pas les mêmes (voir ci-dessous).

Les utilisateurs du réseau public de distribution qui sont mal alimentés sont définis comme ceux qui connaissent dans l'année (hors circonstances exceptionnelles) un nombre de coupures trop élevé ou une durée annuelle cumulée de ces coupures trop longue, selon les seuils fixés à l'article 7 de l'arrêté.

Comme pour la tenue globale de la tension, il y a présomption de qualité insuffisante lorsque le pourcentage de ces utilisateurs mal alimentés dépasse 5 %. La détermination du résultat final (qualité insuffisante ou non) se fait selon la même logique :

Réseau public de distribution considéré (« *volet a* »)	**Département** (« *volet b* »)	**Niveau de qualité**
Le « *volet a* » fait apparaître un pourcentage d'utilisateur mal alimentés qui est ≤ 5 %	Quel que soit le résultat du « *volet b* »	Qualité suffisante pour le réseau public de distribution considéré
Le « *volet a* » fait apparaître un pourcentage d'utilisateur mal alimentés qui est > 5 %	« *volet b* » ≤ 5 %	Qualité réputée suffisante pour le réseau public de distribution considéré
Le « *volet a* » fait apparaître un pourcentage d'utilisateur alimentés qui est > 5 %	« *volet b* » > 5 %	Qualité insuffisante pour le réseau public de distribution considéré

Parmi les acteurs tiers potentiellement responsables d'une qualité insuffisante sur le réseau public de distribution considéré, outre le cas où ce réseau public de distribution est alimenté en cascade par un autre réseau public de distribution en amont qui serait à l'origine des coupures d'alimentation, il y a également le cas où le réseau public de transport est directement à l'origine de ces coupures *via* le poste source HTB/HTA de raccordement. Le gestionnaire des réseaux publics de distribution doit identifier toutes ces situations et en rendre compte dans son analyse à son autorité organisatrice.

Dans l'hypothèse où les résultats d'une évaluation montreraient, pour un réseau public de distribution donné, une qualité insuffisante, et à partir du 29 décembre 2009, le défaut de transmission de l'évaluation ou le défaut de transmission d'un programme d'amélioration ou encore le non respect des engagements souscrits dans ce programme peut donner lieu à la mise en œuvre par l'autorité organisatrice concernée d'une sanction administrative et financière telle que prévue au III de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000, à savoir la remise entre les mains d'un comptable public, par le gestionnaire de réseaux, d'une somme d'argent qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

L'évaluation de la continuité de l'alimentation prend aussi en compte les différences entre zones géographiques au sein d'un même département : les zones A qui correspondent à des communes densément peuplées, les zones B qui correspondent à des communes moyennement peuplées et les zones rurales qui englobent les autres communes.

Si l'arrêté du 24 décembre 2007 a prédéfini, dans son annexe 2, la répartition des communes des zones A et des zones B des départements de la France métropolitaine continentale, il reste nécessaire, dans un département donné, que le choix des autorités organisatrices de prendre ou non en compte ces zones soit recueilli par le préfet puis notifié par chaque autorité organisatrice à son gestionnaire de réseaux publics de distribution. Selon ce choix, les seuils à respecter par le gestionnaire de réseaux publics de distribution, conformément à l'article 7 de l'arrêté, ne sont pas les mêmes, comme le montre le tableau ci-après.

Par ailleurs, la réglementation prend en compte trois critères pour l'évaluation globale des réseaux : le nombre annuel de coupures longues, le nombre annuel de coupures brèves[109] et la durée cumulée annuelle des coupures longues[110]. L'article 5 de l'arrêté du 18 février 2010 définit le nombre de coupures longues, le nombre de coupures brèves et la durée cumulée annuelle des coupures longues à partir duquel l'utilisateur est considéré comme « *mal alimenté* »[111]. Ces limites dépendent de la catégorie des communes (zone A, zone B, zone de base, et pour le département quand le zonage ne s'applique pas à celui-ci) :

---

[109] Telles que définies à l'article 2 de l'arrêté du 24 décembre 2007.
[110] L'arrêté du 24 décembre 2007 prévoyait le critère de durée annuelle cumulée des coupures longues mais les seuils n'ont été définis que dans l'arrêté du 18 février 2010.
[111] Cette définition vaut uniquement pour le territoire métropolitain continental.

Cas d'un département où les autorités organisatrices ont majoritairement choisi de différencier les exigences de qualité selon des zones (France métropolitaine hors Corse)	**Cas d'un département où le choix n'a pas été fait de différencier les exigences de qualité selon des zones** (France métropolitaine hors Corse)
Nombre maximal de coupures longues pour les communes de zone A : 4 Nombre maximal de coupures brèves pour les communes de zone A : 12[112] Durée cumulée annuelle maximale des coupures pour les communes de zone A : 6 heures	Nombre maximal de coupures longues pour toutes les communes : 6 Nombre maximal de coupures brèves pour toutes communes : 35 Durée cumulée annuelle maximale des coupures longues : 13 heures
Nombre maximal de coupures longues pour les communes de zone B : 5 Nombre maximal de coupures brèves pour les communes de zone B : 20 Durée cumulée annuelle maximale des coupures pour les communes de zone B : 10 heures	
Nombre maximal de coupures longues pour les communes en zone de base : 7 Nombre maximal de coupures brèves pour les communes en zone de base : 40 Durée cumulée annuelle maximale des coupures pour les communes en zone de base : 20 heures	

Il n'a pas été possible, faute de référence fiable, de faire figurer de telles valeurs limites pour les réseaux insulaires (Corse et départements d'outre-mer) dans l'arrêté du 24 décembre 2007.

Les méthodes d'évaluation de la tenue globale de la tension

L'annexe 1 de l'arrêté du 24 décembre 2007 identifie la méthode dite « *GDO* » utilisée par ERDF et EDF-SEI pour évaluer les risques de tension insuffisante sur les réseaux. N'ayant pas été totalement validée, la méthode est « *identifiée à titre provisoire* » au sens du dernier alinéa de l'article 5 du décret du 24 décembre 2007. Il faut noter à cet égard que la méthode GDO ne permet pas, à ce stade, de détecter des utilisateurs du réseau public de distribution risquant de connaître une surtension. Toutefois, le réglage des départs HTA, périodiquement vérifié par ERDF et EDF-SEI, est réputé garantir dans le cas général qu'aucun utilisateur ne se trouvera dans une telle situation. Cette garantie, cependant, ne peut être étendue aux utilisateurs raccordés à des départs sur lesquels il y a aussi de la production. Les utilisateurs raccordés à de tels départs « *mixtes* » devront, donc, faire l'objet d'un suivi particulier dans le cadre du « *filet de sauvegarde* ».

Il appartient à ERDF et à EDF-SEI de présenter à chaque autorité organisatrice la façon dont la méthode GDO est mise en œuvre pour les besoins de la présente réglementation, ainsi que l'y oblige le III de l'article 5 du décret du 24 décembre 2007. Cela est d'autant plus nécessaire qu'à l'origine la méthode GDO a été créée pour d'autres besoins.

Les méthodes d'évaluation de la tenue globale de la tension sur les réseaux publics de distribution susceptibles d'être mises en œuvre par d'autres gestionnaires de réseaux publics de distribution qu'ERDF ou EDF-SEI n'ont pas été identifiées à ce stade. Elles devront, donc, être soumises par ces gestionnaires de réseaux publics de distribution aux autorités organisatrices pour approbation au cas par cas.

[112] L'arrêté du 24 décembre 2007 prévoyait un seuil de 7 coupures brèves pour les communes de la zone A. L'arrêté du 18 février 2010 a élevé ce seuil à 12 coupures brèves pour les communes de la zone A.

Les méthodes d'évaluation de la continuité globale de l'alimentation en électricité

Pour l'évaluation de la continuité globale de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution, l'article 8 de l'arrêté du 24 décembre 2007 précise les principes à respecter en matière de comptabilisation des coupures. Ces principes pouvant être mis en œuvre par tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution compte tenu des technologies standardisées mises en œuvre sur la plupart des réseaux publics de distribution en France, le risque « *d'écart* », de la part des gestionnaires des réseaux publics de distribution, par rapport aux préconisations de l'arrêté, est faible.

Les modalités pratiques de recueil des données doivent, néanmoins, être approuvées par l'autorité organisatrice.

Pour répondre par avance à certaines interrogations, la méthode de dénombrement des coupures mise en œuvre pour l'évaluation de la continuité globale de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution ne comptabilise pas les coupures, longues et brèves, qui interviennent sur les parties BT des réseaux publics de distribution. En effet, il n'y a aucun moyen de les recenser automatiquement en l'absence de « *compteurs intelligents* » chez les utilisateurs. Le « *filet de sauvegarde* » individuel, *a contrario*, prendra en compte l'ensemble des coupures longues subies, que leur origine se situe sur la partie HTA ou la partie BT des réseaux.

3.2.3. – Les situations individuelles

En plus de l'évaluation de la qualité globale des réseaux publics de distribution d'électricité, c'est-à-dire de la qualité dont bénéficient statistiquement les utilisateurs de ces réseaux, le décret du 24 décembre 2007 a prévu que tout utilisateur raccordé aux réseaux publics de distribution puisse voir sa propre situation, lorsqu'elle est insatisfaisante, reconnue comme telle, analysée par le gestionnaire des réseaux et, en tant que de besoin, traitée. Ce « *filet de sauvegarde* », aux termes des articles 10 et 18, concerne à la fois les problèmes de tenue de tension et les coupures d'alimentation.

Pour la tenue de la tension, le filet de sauvegarde reprend le même critère que pour la qualité globale du réseau : un utilisateur (hors le cas particulier où l'utilisateur est un producteur d'électricité) peut se considérer comme mal alimenté s'il est constaté au moins une fois dans l'année, en son point de raccordement, une tension (moyenne sur 10 minutes) en dehors de la plage de tolérance.

En complément, le « *filet de sauvegarde* » offre aux utilisateurs un critère de qualité supplémentaire qui peut s'avérer utile selon les situations individuelles : un utilisateur ne doit pas subir une variation trop rapide de la tension lorsqu'une consommation supplémentaire intervient à proximité. Le deuxième alinéa de l'article 4 de l'arrêté du 24 décembre 2007 précise ce critère.

En matière de coupures de l'alimentation, le filet de sauvegarde prend en compte le nombre de coupures longues subies dans l'année qui ne doit pas excéder 15 pour les réseaux de la France métropolitaine (hors Corse) (*cf.* article 9 de l'arrêté du 24 décembre 2007). Il n'a pas été possible à ce stade de fixer la limite pour les autres réseaux.

Il appartient aux autorités organisatrices de s'assurer, en liaison avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution, que les utilisateurs des réseaux ont connaissance de ce « *filet de sauvegarde* » et de la façon dont ils peuvent, en pratique, en bénéficier.

3.3. – Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

3.3.1. – L'encadrement réglementaire

Conformément aux dispositions du I de l'article 6 du décret du 26 avril 2001, la part fixe du TURPE fait l'objet d'un abattement forfaitaire en cas d'interruption de fourniture supérieure à 6 heures imputable à une défaillance du réseau public de transport ou d'un réseau public de distribution.

L'abattement forfaitaire s'établit à 2 % du montant annuel de la part fixe du TURPE par tranches de 6 heures de coupure continue. Ainsi, l'abattement s'établira à 2 % de la part fixe du prix annuel d'accès aux réseaux pour une coupure d'au moins 6 heures et de strictement moins de 12 heures, à 4 % pour une coupure d'au moins 12 heures et de strictement moins de 18 heures et ainsi de suite par période entière de 6 heures.

Le total des abattements consentis à un utilisateur d'un réseau public au cours d'une année civile ne peut être supérieur au montant annuel de la part fixe du TURPE.

3.3.2. – Les précisions contractuelles

En complément aux dispositions réglementaires ci-dessus, le cadre contractuel a été précisé pour prendre en compte les différentes possibilités d'alimentation de l'installation de l'utilisateur.

Si, en cas de coupure de plus de 6 heures de l'alimentation principale, l'alimentation de l'installation est assurée par une autre alimentation (alimentation complémentaire ou alimentation de secours-substitution), il est fait application des modalités ci-après :

- si cette autre alimentation relève du même domaine de tension que l'alimentation principale : soit cette autre alimentation permet l'alimentation totale de l'installation auquel cas l'abattement de 2 % n'est pas dû ; soit, *a contrario*, cette autre alimentation ne permet d'alimenter que partiellement l'installation auquel cas l'abattement de 2 % est dû ;

- si cette autre alimentation relève d'un domaine de tension différent de l'alimentation principale : l'abattement de 2 % est dû.

En cas de coupure de plus de 6 heures de tout ou partie de points de connexion en regroupement tarifaire, l'abattement de 2 % est dû dès lors que l'alimentation de l'installation n'est pas assurée par les autres points de connexion du point de regroupement (point servant au regroupement tarifaire de plusieurs points de livraison).

3.3.3. – La régulation incitative de la qualité

La qualité offerte par les gestionnaires de réseaux est une des contreparties des tarifs payés par les utilisateurs. Afin de faire bénéficier les utilisateurs du meilleur niveau de qualité économiquement justifié, la qualité fait l'objet d'incitations à l'amélioration, au même titre que la maîtrise des coûts dans les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité en vigueur (TURPE 3).

La régulation incitative de la qualité vise, également, à éviter l'obtention de faux gains de productivité via une baisse de la qualité d'alimentation ou de la qualité de service. Cette régulation incitative porte uniquement sur la continuité d'alimentation et la qualité de service.

3.3.4. – Les prestations annexes

Des prestations portant sur la qualité, non couvertes par le TURPE, peuvent être réalisées. Le contenu et le coût de ces prestations sont définis dans la décision du 7 août 2009 fixant la date d'entrée en vigueur des tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité. Ces prestations sont diverses. Certaines portent sur la qualité d'alimentation pour les réseaux de transport et les réseaux de distribution et concernent par exemple la « *pose de qualimétre* » ou la réalisation d'un « *bilan personnalité de continuité* ».

4. – Cadre normatif de la qualité d'alimentation de l'électricité sur les réseaux de distribution d'électricité

Cette annexe a pour objet de décrire les dispositions de la norme EN 50160 et ses évolutions en cours qui constituent le contexte normatif de l'Union européenne en faveur de la qualité d'alimentation de l'électricité.

4.1. – Présentation de la norme européenne EN 50160

L'historique

La première version de la norme européenne EN 50160, relative aux caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution, a été adoptée par le CENELEC[113] le 1er janvier 1999 et a acquis le statut de norme française en mai 2000 (NF EN 50160). Une nouvelle version de la norme EN 50160 a été adoptée par le CENELEC le 1er juin 2007. Cette norme européenne annule et remplace la précédente (EN 50160 de 1999 ainsi que le *corrigendum* de septembre 2004).

Cependant, en l'absence de tout règlement ou directive sur le sujet au niveau de l'Union européenne, les États membres n'ont aucune obligation de transposition et d'application de la norme en droit national. Par ailleurs, les valeurs définies par la norme sont des valeurs indicatives et non des « *directives réglementaires* ».

Par conséquent, l'absence de réglementation au niveau de l'Union européenne est à l'origine d'engagements très variés en matière de qualité de la part des gestionnaires de réseaux européens. Certains font le choix d'appliquer leur propre réglementation alors que d'autres appliquent la norme européenne, et c'est le cas de la France.

En revanche, des échéances ont tout de même été fixées pour la mise en application de la norme :

- le 1er juin 2008, date limite à laquelle la norme EN 50160 doit être mise en application au niveau national par publication d'une norme nationale identique ou par entérinement ;

- le 1er juin 2010, date limite à laquelle les normes nationales conflictuelles doivent être annulées.

Ces dates ont été respectées. Pour illustration, l'arrêté du 24 décembre 2007, qui a abrogé l'arrêté du 29 mai 1986, a été rédigé en ce sens.

La définition et les caractéristiques de la norme EN 50160

La norme EN 50160 définit, au point de connexion, les caractéristiques principales (fréquence, amplitude, forme de l'onde et équilibre des phases) de la tension fournie par un réseau public de distribution en basse[114] et moyenne[115] tension dans des conditions normales d'exploitation. Cette norme présente les limites ou les valeurs caractéristiques de la tension qui peuvent être attendues et fait état de recommandations comportant de nombreuses valeurs indicatives.

---

[113] CENELEC : Comité européen de normalisation électrotechnique. Le CENELEC regroupe les comités électrotechniques nationaux des Etats membres.

[114] Dans le cadre de cette norme, la basse tension est définie comme la tension dont la limite supérieure de la valeur efficace nominale est de 1 kV.

[115] Dans le cadre de cette norme, la moyenne tension est définie comme la tension dont la valeur efficace nominale est supérieure à 1 kV et inférieur à 35 kV.

Cette norme ne s'applique pas dans les situations d'exploitation perturbée, notamment dans les cas suivants :

- les conditions d'alimentation provisoires pour maintenir les utilisateurs du réseau alimentés dans une situation faisant suite à une avarie, pendant les travaux d'entretien ou de construction sur le réseau ou pour limiter l'étendue et la durée d'une coupure d'alimentation ;

- la non-conformité de l'installation ou des équipements de l'utilisateur du réseau aux normes applicables ou aux prescriptions techniques de raccordement de charges incluant les limites d'émission de perturbations conduites ;

- les situations exceptionnelles telles que les conditions climatiques exceptionnelles, agressions de tiers, mouvements sociaux (soumise à des obligations légales), *etc*.

Les caractéristiques de la tension données dans cette norme ne sont pas destinées à être utilisées comme des niveaux de compatibilité électromagnétiques (CEM) ou comme des limitations d'émission de l'utilisateur pour les perturbations conduites dans les réseaux publics de distribution.

Cette norme peut être en tout ou en partie remplacée par les termes d'un contrat conclu entre un utilisateur du réseau et le gestionnaire de ce réseau.

En France, les niveaux usuels utilisés par les gestionnaires de réseaux sont très en deçà de la norme NF EN 50160.

4.2. – Les propositions du CEER pour l'évolution de la norme EN 50160

La norme EN 50160 en vigueur fait état de recommandations comportant de nombreuses valeurs indicatives, qu'une majorité d'acteurs estime devoir être plus engageantes. C'est la raison pour laquelle une nouvelle version de la norme a été soumise pour approbation au CEER/ERGEG en mars 2008.

Les principales modifications de celle-ci portent sur les points suivants :

- élargir le domaine de la norme aux niveaux de tension du réseau de transport (> 35 kV)[116] ;

- définir de nouvelles limites pour les variations lentes de la tension.

Le CEER considère que ces modifications sont une première étape dans la révision de la norme.

4.2.1. – Élargir le domaine de la norme aux niveaux de tension du réseau de transport (> 35 kV)

La norme EN 50160 ne s'applique qu'aux réseaux en BT et en HTA. Or, les perturbations se propagent entre les niveaux de tension. Il était, donc, important de définir des seuils de qualité pour les autres niveaux de tension, qui devront être respectés par le gestionnaire du réseau de transport.

Un nouvel article 6 a élargi le domaine de la norme aux niveaux de tension du réseau de transport et établi les caractéristiques de l'alimentation en haute tension[117]. Cet article décrit les phénomènes continus (fréquence, variations rapides de la tension, papillotement, déséquilibre de la tension d'alimentation, tensions harmoniques) et les évènements momentanés (interruptions de la tension d'alimentation, creux de tension, surtensions) affectant la tension ainsi que leur mode de mesures.

[116] En France, le domaine de tension du réseau public de transport est > 50 kV.

[117] Par définition et dans le cadre de cette norme, la tension efficace d'un réseau à haute tension est strictement supérieure à 35 kV et inférieure ou égale à 150 kV.

4.2.2. – Supprimer la clause « *pendant 95 % du temps* » pour la moyenne des valeurs mesurées des variations lentes de la tension

La norme EN 50160 en vigueur établit que l'onde de tension ne doit pas dépasser ses limites de variation pendant plus de 95 % du temps, ce qui signifie que durant les 5 % de temps restant, l'onde de tension peut varier au-delà des limites définies sans sortir du cadre normatif. Si cette clause peut être satisfaisante pour établir des statistiques, elle pose cependant d'importantes difficultés aux utilisateurs car elle ne protège pas leurs équipements des dommages subis.

Le CEER a, donc, proposé que les limites de variations de l'onde de tension s'appliquent pendant 100 % du temps, sauf en situation exceptionnelle. Si, cette proposition n'a pas été entièrement retenue, une nouvelle définition des règles de mesure dans les conditions normales d'exploitation a tout de même été proposée :

- 99 % des valeurs efficaces de la tension fournie moyennées sur 10 minutes doivent se situer dans la plage $U_n \pm 10$ % (auparavant cet engagement portait sur 95 % des valeurs efficaces de la tension fournie moyennées sur 10 minutes) ;

- 100 % des valeurs efficaces de la tension fournie moyennées sur 10 minutes doivent se situer dans une plage de $U_n \pm 15$ % (auparavant cet engagement portait sur une plage entre U_n - 15 % et U_n + 10 %).

Enfin, l'intervalle de 10 minutes, qui est utilisé pour faire la moyenne des valeurs afin de vérifier le respect des seuils pour les variations de la tension, fait aussi débat, car il permet de lisser les variations de la tension qui affecteraient les équipements. Si le sujet fait déjà l'objet d'une régulation plus contraignante en Hongrie et en Norvège, il est toujours en négociation et n'apparaît pas dans la nouvelle version de la norme.

4.3. – Les travaux actuels du CEER pour de nouvelles propositions sur la révision de la norme EN 50160

Le CEER poursuit actuellement ses travaux en collaboration avec le CENELEC. À ce titre, les présidents respectifs du CENELEC et du CEER ont signé, le 13 janvier 2009, une lettre d'intention commune (*Memorandum of Understanding* – MoU) portant, notamment, sur la collaboration et les échanges d'information entre les deux organismes afin d'établir une harmonisation du cadre normatif européen.

Les travaux actuels portent notamment sur :

- la définition des types de coupures (durée des coupures, coupures planifiées ou non, évènements exceptionnels, *etc.*) ;

- la définition des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation ;

- les règles d'agrégation.

4.3.1. – Préciser les définitions des coupures

Préciser la définition des coupures brèves et des coupures longues

La proposition qui consistait à définir les coupures brèves comme des coupures dont la durée est comprise entre 1 seconde et 3 minutes, les différenciant ainsi des microcoupures dont la durée est inférieure à 1 seconde, n'a pas été retenue par les membres du CEER. En effet, les disparités nationales importantes au sujet des modes de comptage des phénomènes transitoires empêchent de définir une limite basse (autre que le nul) pour les coupures brèves. La définition des temps de coupures longues et brèves n'a, donc, pas changé.

Améliorer la distinction entre les coupures planifiées et non-planifiées.

Afin d'éviter toute ambigüité, le CEER propose de substituer la distinction entre « *coupures planifiées* » et « *coupures non-planifiées* » par « *coupures notifiées à l'utilisateur de réseau* » et « *coupures non-notifiées à l'utilisateur de réseau* ».

Cette nouvelle dénomination permettra de caractériser les coupures du point de vue de l'utilisateur de réseaux et non plus du point de vue du gestionnaire.

Inclure l'ensemble des incidents

À l'issue du « *4th Benchmark on quality of supply* », le CEER a conclu qu'une harmonisation des évènements exceptionnels à l'échelle européenne n'est pas réalisable. Les évènements exceptionnels sont, en effet, définis réglementairement par certains pays et contractuellement par d'autres. Les travaux actuels portent, donc, sur la définition d'indicateurs concernant, d'une part, l'ensemble des évènements et, d'autre part, l'ensemble des évènements hors évènements exceptionnels. La mise en œuvre de ces définitions se heurte cependant aux différences de conception et de perception nationales.

4.3.2. – Inclure tous les niveaux de tension dans les indicateurs de suivi

Les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation doivent prendre en compte :

- les coupures de tous les niveaux de tension d'origine (BT, MT, HT et THT) ;
- l'ensemble des utilisateurs de réseaux à tous les niveaux de tension.

4.3.3. – Harmoniser les règles d'agrégation

Les règles européennes utilisées afin de calculer les principaux indicateurs de continuité ne permettant pas de comparer les performances des réseaux de manière satisfaisante, une harmonisation européenne de ces règles pour l'ensemble des coupures et, notamment en ce qui concerne les coupures consécutives affectant un même utilisateur, est préconisée.

Cette harmonisation globale des règles d'agrégation n'est pas envisageable à l'heure actuelle car les Etats membres de l'Union européenne ont des règles d'agrégation très différentes, notamment sur l'ordre de prise en compte des coupures. Ainsi :

- au Royaume-Uni, une coupure brève suivant une coupure longue est enregistrée si et seulement si une durée de 3 heures sépare la fin de la coupure longue du début de la coupure brève. En revanche, une coupure brève précédant une coupure longue est enregistrée comme des évènements distincts ;
- en Italie, toute coupure brève est enregistrée dès qu'il y a plus de 3 minutes d'écart entre cette coupure et la précédente, qu'elle soit longue ou brève ;
- en France, les coupures brèves dues aux manœuvres de reconfiguration des réseaux ne sont pas comptées si elles interviennent dans un délai de 1 heure après une coupure longue. Par ailleurs, ne sont également pas comptées les coupures brèves résultant du déclenchement des protections et des mécanismes automatiques et précédant au maximum de 2 minutes toute coupure, qu'elle soit longue ou brève.

Par conséquent, la nouvelle version de la norme prévoit simplement que, s'il n'existe pas de règles d'agrégation nationales, les indicateurs devront nécessairement prendre en compte l'ensemble des coupures, afin de refléter la perception de l'utilisateur du réseau.

4.3.4. – Proposer des indices pour le suivi de la continuité d'alimentation

Les indices de continuité d'alimentation sont, généralement, suivis par les régulateurs nationaux au travers d'un large éventail d'indicateurs afin de contrôler et/ou de réglementer la qualité de la continuité d'approvisionnement au niveau national.

En proposant des indicateurs européens harmonisés de suivi de la continuité d'alimentation, la norme européenne n'a pas pour vocation de remplacer les indicateurs nationaux – dans la mesure où ceux-ci sont utilisés pour définir les tendances et les objectifs fixés par les régulateurs nationaux à leurs gestionnaires de

réseaux – mais pour unique objectif de permettre la comparaison entre les Etats membres. Les indicateurs proposés sont les suivants :

Types de coupures	Coupures notifiées à l'utilisateur	Coupures non-notifiées à l'utilisateur du réseau
Coupures brèves	/	$MAIFI_{TCC}$ et $MAIFI_{HEX}$
Coupures longues	$SAIDI_{TCC}$ et $SAIDI_{HEX}$ $SAIFI_{TCC}$ et $SAIFI_{HEX}$	$SAIDI_{TCC}$ et $SAIDI_{HEX}$ $SAIFI_{TCC}$ et $SAIFI_{HEX}$

Pour l'ensemble des indicateurs :

Calculés pour chaque niveau de tension :

τ_i : temps de restauration après chaque incident ;

N_i : nombre d'utilisateurs finals ayant subi une coupure par incident ;

N_T : nombre total d'utilisateurs finals dans le système pour lequel l'indice est calculé ;

N_i^{short} :nombre d'utilisateurs finals ayant subi une coupure brève par chaque incident.

L'indicateur SAIDI

Le SAIDI ou « System Average Interruption Duration Index » représente la durée moyenne de coupure par an et par client, en minutes ou en heures. Il s'agit de la somme des temps de restauration de l'alimentation pour chaque coupure longue multipliée par le nombre de clients coupés pour chacun de ces évènements, divisée par le nombre total de clients.

$$SAIDI = \frac{\sum_i N_i \times \tau_i}{N_T}$$

L'indicateur SAIFI

Le SAIFI ou « System Average Interruption Frequency Index » représente la fréquence annuelle moyenne de coupures longues par utilisateur dans une zone prédéfinie, en minutes ou en heures. Il s'agit du nombre total de coupures longuesdivisé par le nombre total de clients desservis de la zone concernée.

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T}$$

L'indicateur MAIFI

Le MAIFI ou « Momentary Average Interruption Frequency Index » est le nombre total de coupures brèves par client divisé par le nombre total de clients desservis de la zone concernée.

$$MAIFI = \frac{\sum_i N_i^{short}}{N_T}$$

4.4. – Les avancées souhaitables de la norme EN 50160

Certains points d'évolution de la norme EN 50160, encore en discussion actuellement, pourraient permettre une amélioration du cadre normatif de la qualité d'alimentation de l'électricité sur les réseaux de distribution d'électricité.

4.4.1. – Supprimer les limites indicatives

La norme EN 50160 ne fournit pas de limites strictes, mais seulement des limites indicatives pour les paramètres de l'onde de tension et notamment pour les coupures et les creux de tension (la formulation reste vague : le nombre attendu de creux de tension sur une année peut aller de quelques dizaines à un millier).

Ces limites indicatives étant inutiles aux utilisateurs tant pour déclarer des dommages que pour prendre des mesures appropriées afin de se protéger contre les différentes perturbations, il s'agirait d'élaborer une classification précise des creux de tension et des surtensions, en fonction de leur profondeur et de leur durée. Il est important que cette classification prenne en compte les niveaux critiques des équipements électriques ainsi que les différentes causes des creux de tension.

4.4.2. – Considérer les droits et obligations de chaque partie

La nouvelle norme européenne devrait indiquer les responsabilités de toutes les parties impliquées : gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité, constructeurs d'équipements électriques et utilisateurs, quant aux perturbations sur les réseaux. Une approche possible serait de partager les responsabilités entre les acteurs (gestionnaire de réseaux, fournisseur d'équipements électriques) en fonction de la durée et de la profondeur de la tension des phénomènes, tout en tenant compte des autres normes techniques concernant les niveaux d'émission et d'immunité des équipements aux effets des champs électromagnétiques comme l'illustre la figure suivante :

Les perturbations incluses dans la zone au dessus de la ligne bleue doivent pouvoir être supportées par les équipements des utilisateurs. Aucune action du régulateur n'est requise pour ces évènements.

En revanche, les perturbations correspondant à la zone en dessous de la ligne bleue sont susceptibles de causer des dommages aux équipements des utilisateurs raccordés aux réseaux électriques et devraient être régulées.

Les caractéristiques du soutirage (par exemple, les courants harmoniques) devraient être limitées, à l'instar de la puissance de court-circuit fournie par les gestionnaires de réseaux, afin d'identifier clairement les responsabilités de chacun et un système de mesures des paramètres, approprié pour détecter ces responsabilités, pourrait également être mis en place.

Introduire des limites pour les perturbations en fonction des caractéristiques des réseaux

De nouvelles limites devraient être déterminées, en fonction des différentes structures de réseaux européennes, pour les phénomènes affectant la qualité de l'onde de tension. Celles-ci pourraient être différenciées selon les principales caractéristiques des réseaux (niveau de la tension, réseau aérien ou

souterrain, puissance de court-circuit, régime de neutre, *etc*.) et en s'appuyant sur les systèmes de mesure des paramètres de l'onde de tension récemment installés dans certains pays européens.

Ces nouvelles limites devraient se substituer aux données issues de la pire situation constatée sur le continent et servant actuellement de référence.

4.4.3. – Développer le concept d'engagements contractuels pour la qualité de l'onde de tension.

La norme EN 50160 indique qu'elle peut être « *en tout ou en partie remplacée par les termes d'un contrat conclu entre un utilisateur du réseau et le GRD* ».

Le recours à ces contrats n'est pas encore très répandu, mais pourrait s'avérer utile afin de révéler les attentes des utilisateurs en la matière. Ces contrats requièrent, de la part des utilisateurs, une volonté claire de payer pour obtenir un niveau élevé de qualité. Le concept de contrat devrait être développé, sur la base des expériences et régulations déjà en vigueur en Europe et, notamment, en France.

5. – Contexte contractuel de la qualité d'alimentation de l'électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité en France

5.1. – Les Contrats d'accès aux réseaux de distribution (CARD)

Depuis le 1er juillet 2004[118], les clients ayant fait jouer leur éligibilité (non-résidentiels uniquement) signent deux contrats : un contrat de fourniture avec le fournisseur de leur choix et un contrat d'accès aux réseaux publics d'électricité (CARD pour la distribution et CART pour le transport). Les contrats d'accès aux réseaux contiennent entre autres des engagements de la part des gestionnaires de réseaux en matière de continuité de fourniture et de qualité de l'onde de tension.

Depuis le 1er juillet 2007, tous les particuliers (consommateurs résidentiels) peuvent signer deux contrats (un contrat de fourniture avec le fournisseur de leur choix et un contrat d'accès aux réseaux publics d'électricité CARD) ou un contrat unique (CU) avec un fournisseur.

Cette annexe présente les engagements standards et optionnels des contractants en termes de qualité de l'alimentation en électricité proposés dans les contrats d'accès aux réseaux publics d'électricité (CARD) du gestionnaire de réseaux ERDF.

5.2. – Les responsabilités

Lorsqu'une partie (utilisateur ou gestionnaire de réseaux) est reconnue responsable vis-à-vis de l'autre, elle est tenue de réparer les dommages directs, actuels et certains causés à l'autre partie, à l'exclusion des dommages indirects résultant d'engagements particuliers pris par cette dernière a l'égard de tiers (clause pénale, pénalité forfaitaire, clause de « *take or pay* », *etc*.).

Sauf en cas d'évènement de force majeure, de faute ou de négligence du client, le gestionnaire de réseaux est tenu de réparer les dommages causés à l'utilisateur dans les cas ci-après :

- en cas d'interruptions de service liées aux opérations de développement, d'exploitation et d'entretien des réseaux publics de distribution d'électricité ;

- en cas de non-respect des engagements, lorsque la coupure ou le défaut résulte d'un aléa ;

- en cas de faute du gestionnaire des réseaux publics de distribution (notamment, en cas de fausse manœuvre). S'il s'agit d'une coupure ou d'un creux de tension, celui-ci ne sera comptabilisé au titre des engagements que s'il n'a pas donné lieu à indemnisation.

Dans tous les autres cas, le gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité n'est tenu de réparer que les dommages causés à l'utilisateur du fait d'une faute dûment établie de sa part.

5.3. – L'obligation de prudence

L'utilisateur a une obligation de prudence. Il doit prendre toutes les mesures visant à limiter, à un niveau raisonnable, les perturbations provenant de ses propres installations ; il doit remédier à toute défectuosité qui a pu se manifester et il doit tenir informé le gestionnaire des réseaux de toute modification apportée à

[118] En 2000, le seuil d'éligibilité était fixé à 16 GWh (en application du décret n°2000-456 du 29 mai 2 000), puis a été abaissé en 2003 à 7 GWh (en application du décret n°2003-100 du 5 février 2003).

ses installations. L'utilisateur ne peut être tenu pour responsable des conséquences d'incidents si l'ensemble des mesures, précitées, ont été prises afin de prévenir des perturbations.

5.4. – Les engagements contractuels du gestionnaire de réseaux en matière de qualité

Cette section dresse la liste des perturbations susceptibles d'affecter la qualité du courant électrique. Les tolérances que l'utilisateur se doit de respecter en matière de perturbations générées par ses propres installations et qui seraient injectées sur les réseaux sont, par ailleurs, précisées.

Ces dispositions concernent les utilisateurs qui soutirent à partir des réseaux en HTA et ayant signé un contrat d'accès « *CARD soutirage HTA* » avec le gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité. Il existe de même deux modèles de contrat d'accès CARD pour les utilisateurs raccordés en BT (un contrat d'accès « *CARD soutirage BT supérieur à 36 kVA* » et un contrat d'accès « *CARD soutirage BT inférieur ou égal à 36 kVA* ») incluant des engagements beaucoup moins contraignants pour le gestionnaire de réseaux en matière de continuité et de qualité de fourniture (comme présentés en fin d'annexe).

5.4.1. – Les engagements standards du gestionnaire de réseaux

Les interruptions de l'alimentation en électricité dans le cadre de travaux

Le gestionnaire de réseaux s'engage, pour les utilisateurs raccordés en HTA, à ne pas causer plus de 2 coupures par année civile lors de la réalisation de travaux (développement, exploitation, entretien, sécurité et réparations urgentes) et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures.

Pour les travaux ne présentant pas un caractère d'urgence, les parties déterminent d'un commun accord la date de réalisation des travaux et le gestionnaire de réseaux informe l'utilisateur par lettre avec accusé de réception à minima 10 jours ouvrés avant la date de réalisation effective des travaux.

À la demande de l'utilisateur, le gestionnaire de réseaux peut mettre en œuvre des moyens spéciaux (par exemple, des câbles secs, effectuer des travaux sous tension, ou installer des groupes électrogènes) afin de limiter ou de supprimer la coupure, ou encore d'effectuer les travaux de nuit. Les frais supplémentaires qui en découlent sont à la charge de l'utilisateur.

Pour les travaux présentant un caractère d'urgence, le gestionnaire de réseaux avertit immédiatement l'utilisateur et effectue la réparation dans les meilleurs délais.

Les interruptions de l'alimentation en électricité hors travaux

Le gestionnaire de réseaux s'engage à ce que, pour chaque utilisateur, la somme des seuils pour les coupures longues et brèves n'augmente pas à l'avenir. Le gestionnaire de réseaux informe l'utilisateur chaque fois que les seuils sont modifiés.

Le gestionnaire de réseaux distingue les zones d'alimentation suivantes :

Zone 1 : Agglomérations de moins de 10.000 habitants.

Zone 2 : Agglomérations de 10.000 à 100.000 habitants.

Zone 3 : Agglomérations de plus de 100.000 habitants, hors communes de plus de 100.000 habitants et banlieue parisienne.

Zone 4 : Communes de plus de 100.000 habitants et banlieue parisienne.

Le gestionnaire de réseaux s'engage à ne pas dépasser le nombre de coupures suivant, par période de 12 mois à compter de la prise d'effet de l'engagement « *qualité* » précisé aux conditions particulières du contrat d'accès CARD :

Type de raccordement	Durée des coupures	Zones	Nombre de coupures
Cas des utilisateurs raccordés par plusieurs alimentations avec bascule automatique	Coupures (durée ≥ 1 seconde)	1	36
		2	13
		3	6
		4	4
Cas des utilisateurs raccordés en coupures d'artère ou en antenne	Coupures longues (durée ≥ 3 minutes)	1	6
		2	3
		3	3
		4	2
	Coupures brèves (1 seconde ≤ durée < 3 minutes)	1	30
		2	10
		3	3
		4	3

Les coupures susceptibles de survenir, du fait des manœuvres d'exploitation, dans l'heure qui suit le début d'une coupure longue ne sont pas comptabilisées. De même, les coupures brèves résultant du fonctionnement des protections et automatismes et précédant d'au plus 2 minutes les coupures longues ou brèves ne sont pas comptabilisées.

La qualité de l'onde de la tension

Les engagements du distributeur en matière de qualité de l'onde de tension sont définis dans le tableau, ci-dessous :

Phénomènes	Engagements du gestionnaire de réseaux
Fluctuations lentes de la tension	U_c située dans la plage ± 5 % autour de U_n U_f située dans la plage ± 5 % autour de U_c
Fluctuations rapides de la tension	$P_{lt} \leq 1$
Déséquilibres de la tension	$\tau_{vm} \leq 2$ %
Fréquence	50 Hz ± 1 % (cas des réseaux interconnectés) 50 Hz + 4/- 6 % (cas des réseaux ilotés)

5.4.2. – Les engagements personnalisés du gestionnaire de réseaux

Les interruptions de l'alimentation en électricité hors travaux

L'utilisateur raccordé en HTA peut, s'il le souhaite, préférer à l'engagement standard un engagement personnalisé portant sur un nombre de coupures représentatif de l'historique des coupures. Le gestionnaire de réseaux propose alors deux types d'engagement :

1. Un engagement personnalisé sur un nombre de coupures brèves (dont la durée est supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure à 3 minutes) et un nombre de coupures longues (dont la durée est supérieure ou égale à 3 minutes).

2. Un engagement sur un nombre global de coupures, qu'elles soient longues ou brèves.

1. L'engagement personnalisé du gestionnaire de réseaux en matière de nombre de coupures repose sur l'historique des coupures comptées sur l'alimentation principale pendant les 4 dernières années civiles précédant la date de signature du contrat d'accès CARD.

Le gestionnaire de réseaux calcule pour les coupures longues la valeur E_c, à partir de la moyenne arithmétique des données suivantes :

- nombre maximum de coupures enregistrées au cours d'une année sur les quatre dernières années (ci-après « *Max sur 4 ans* ») ;

- nombre de coupures enregistrées au cours de chacune des deux dernières années (ci-après « *Réalisé année n-1* » et « *Réalisé année n-2* »).

Telle que :

$$E_c = \frac{(\text{Max sur 4 ans}) + (\text{Réalisé année n} - 1) + (\text{Réalisé année n} - 2)}{3}$$

Le gestionnaire de réseaux effectue le même calcul pour déterminer l'engagement personnalisé pour les coupures brèves.

En fonction de la valeur de E_c, l'engagement proposé par le gestionnaire de réseaux à l'utilisateur est déduit comme indiqué dans le tableau, ci-dessous :

Valeur de E_c	0	0,33	0,66	Supérieur ou égal à 1
Engagements	1 coupure sur 3 ans	2 coupures sur 3 ans	1 coupure par an	Engagement annuel arrondi à l'entier strictement supérieur[119]

Si l'application de ce tableau conduit à un engagement sur 3 ans pour le nombre de coupures longues et à un engagement annuel pour le nombre de coupures brèves, ce dernier donne lieu à un engagement sur 3 ans en multipliant l'engagement annuel obtenu par application du tableau par 3.

Si l'application de ce tableau conduit à un engagement sur 3 ans pour le nombre de coupures brèves et à un engagement annuel pour le nombre de coupures longues, ce dernier donne lieu à un engagement sur 3 ans en multipliant l'engagement annuel obtenu par application du tableau par 3.

2. Si l'utilisateur souhaite un engagement sur un nombre global de coupures, qu'elles soient longues ou brèves, le gestionnaire de réseaux détermine la valeur de E_c selon la même formule, mais sans distinguer les coupures longues des coupures brèves dans l'historique.

L'application de la formule susvisée ne peut pas conduire le gestionnaire de réseaux à proposer un engagement personnalisé moins favorable pour l'utilisateur que l'engagement personnalisé dont l'installation de l'utilisateur bénéficiait au titre du contrat précédent (Émeraude pour la fourniture d'énergie au tarif vert, contrat au tarif vert, ou contrat MADE hors fourniture), *nonobstant* sa résiliation.

La valeur de l'engagement personnalisé est précisée dans les conditions particulières du contrat d'accès CARD et donne lieu au paiement d'une redevance annuelle au titre des prestations annexes.

Les creux de tension

Cet engagement personnalisé est déterminé en fonction des conditions locales d'alimentation de l'installation.

Le gestionnaire de réseaux ne s'engage pas à moins de 5 creux de tension par période de 12 mois. Seuls sont comptabilisés les creux de tension dont la profondeur est supérieure à 30 % et la durée supérieure à 600 millisecondes (0,6 seconde).

---

[119] L'entier strictement supérieur s'entend au sens de la formule suivante : [Partie Entière (E_c)]+1.

La figure, ci-dessous, illustre le gabarit du creux de tension en fonction de la durée du phénomène :

Le nombre, la profondeur et la durée des creux de tension sur lesquels le gestionnaire de réseaux s'engage sont précisés dans les conditions particulières du contrat d'accès CARD.

L'engagement personnalisé en matière de creux de tension proposé par le gestionnaire de réseaux à l'utilisateur dans le cadre du contrat d'accès CARD ne peut en aucun cas être moins favorable pour l'utilisateur que l'engagement personnalisé dont il disposait pour le site au titre du contrat précédent (Émeraude pour la fourniture d'énergie au tarif vert, contrat au tarif vert, ou contrat MADE hors fourniture), nonobstant sa résiliation.

Cet engagement personnalisé en matière de creux de tension donne lieu au paiement d'une redevance annuelle au titre des prestations annexes.

5.4.3. – Les caractéristiques indicatives fournies par le gestionnaire de réseaux

En complément des engagements standards ou personnalisés, le gestionnaire de réseaux informe l'utilisateur des perturbations électriques qui seraient susceptibles de survenir sur les réseaux publics de distribution d'électricité.

Les microcoupures

Le gestionnaire de réseaux n'est pas en mesure de garantir un nombre de microcoupures qui ne serait pas dépassé. En conséquence, l'utilisateur doit prendre toutes les mesures nécessaires pour se protéger des **microcoupures** (coupures inférieures à 1 seconde).

Les harmoniques

Les taux de **tensions harmoniques** τ_h, exprimés en pour-cent de la tension de fourniture U_f, ne dépassent habituellement pas les seuils suivants :

Harmoniques impairs				Harmoniques pairs	
Non multiples de 3		Multiples de 3			
Rang	Seuils	Rang	Seuils	Rang	Seuils
5	6 %	3	5 %	2	2 %
7	5 %	9	1,5 %	4	1 %
11	3,5 %	15 et 21	0,5 %	6 à 24	0,5 %
13	3 %				
17	2 %				
19, 23 et 25	1,5 %				

Le taux global τ_g[120] ne dépassant pas 8 %.

Les surtensions impulsionnelles

Compte tenu de la nature physique des phénomènes (dans la gamme de quelques kHz à quelques MHz), le gestionnaire de réseaux n'est pas en mesure de garantir des niveaux qui ne seraient pas dépassés chez les utilisateurs.

En conséquence, ceux-ci devront prendre toutes les mesures nécessaires pour se protéger des **surtensions impulsionnelles**.

5.4.4. – Les engagements du client sur les niveaux de perturbation générée par son installation

Les engagements de l'utilisateur sont définis par des limites fondées sur une puissance de court-circuit de référence minimale de 40 MVA en HTA. Toutes les valeurs limites données, ci-après, supposent que le gestionnaire de réseaux fournit au moins la puissance de court-circuit de référence.

Si le gestionnaire de réseaux fournit une puissance de court-circuit inférieure, les perturbations de la tension effectivement produites par l'utilisateur ne pourront pas dépasser les valeurs limites indiquées ci-après, multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence et la puissance de court-circuit effectivement fournie.

Les à-coups de tension

La fréquence et l'amplitude des **à-coups de tension** engendrés par l'installation au point de connexion doivent être inférieures ou égales aux valeurs délimitées par la courbe amplitude-fréquence basée sur la publication de la norme internationale CEI 1000-2-2 (*cf*. ci-après).

L'amplitude de tout à-coup de tension créé au point de livraison ne doit pas excéder 5 % de la tension de fourniture U_f. Les conditions d'atténuation des perturbations, provoquées au niveau du jeu de barres HTA du poste source HTB/HTA par des à-coups de tension répétitifs, d'amplitude supérieure à 2 % et de fréquence inférieure à 3 par minute, sont examinées conjointement par l'utilisateur et le gestionnaire de réseaux.

La figure, ci-après, illustre la courbe amplitude-fréquence relative aux variations de la tension :

---

[120] Défini par : $\tau_g = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \tau_h^2}$.

Le flicker « papillotement »

La fréquence et l'amplitude des **fluctuations rapides de la tension** engendrées par l'installation de l'utilisateur au point de livraison doivent être inférieures ou égales aux valeurs délimitées par la courbe amplitude-fréquence basée sur la publication de la norme internationale CEI 1000-2-2 (*cf*. ci-dessus).

Les déséquilibres de la tension

Les installations de l'utilisateur ne doivent pas provoquer un taux de **déséquilibre de la tension** supérieur à 1 %.

Les harmoniques

Le gestionnaire de réseaux indique à l'utilisateur, à titre indicatif et sans aucun engagement, les niveaux de chacun des **courants harmoniques** injectés sur les réseaux publics de distribution d'électricité qui permettent de limiter les perturbations sur les réseaux. Les limites sont déterminées au prorata de la puissance souscrite ($P_{souscrite}$). À chaque harmonique de rang *n* est associé un coefficient de limitation k_n qui permet de calculer le niveau de courant harmonique injecté :

$$I_{hn} = k_n \frac{P_{Souscrite}}{\sqrt{3} * U_c}$$

où U_c est la valeur de la tension contractuelle.

Le tableau, ci-dessous, donne la valeur de k_n en fonction du rang *n* de l'harmonique :

Rangs impaires	k_n	Rangs pairs	k_n
3	4 %	2	2 %
5 et 7	5 %	4	1 %
9	2 %	> 4	0,5 %
11 et 13	3 %		
> 13	2 %		

Les limites précédentes ne s'appliquent pas si la puissance souscrite est inférieure à 100 kVA.

L'atténuation des signaux tarifaires

Le fonctionnement de certains matériels (principalement les moteurs de plus de 1 MW) atténue les **signaux tarifaires** que le gestionnaire de réseaux émet sur ses réseaux HTA.

Le raccordement de l'installation sur les réseaux publics de distribution d'électricité ne doit pas empêcher le bon fonctionnement de la transmission des signaux tarifaires (télécommande à fréquence musicale – TCFM à 175 Hz). Dans le cas contraire, l'utilisateur doit mettre en œuvre, dans son installation, les dispositions techniques nécessaires pour préserver le bon fonctionnement du dispositif de transmission de ces signaux.

5.4.5. – Tableau de synthèse des engagements contractuels pour les contrats d'accès CARD

Le tableau, ci-dessous, présente la synthèse des engagements contenus dans les contrats d'accès CARD à des puissances de soutirage distinctes :

Phénomènes	CARD soutirage en HTA	CARD soutirage en BT
Engagements standards		
Coupures pour travaux	2 coupures par an < 4 heures	La durée d'interruption peut atteindre 10 heures mais en aucun cas les dépasser
Coupures	Suivant la zone d'alimentation	
Fluctuations lentes de la tension	U_c située dans la plage ± 5 % autour de U_n U_f située dans la plage ± 5 % autour de U_c	
Fluctuations rapides de la tension	$P_{lt} \leq 1$	$P_{lt} \leq 1$
Déséquilibres de la tension	$\tau_{vm} \leq 2$ %	$\tau_{vm} \leq 2$ %
Fréquence	50 Hz ± 1 % (cas des réseaux interconnectés) 50 Hz + 4/- 6 % (en cas de fonctionnement isolé par rapport au réseau européen)	
Engagements personnalisés		
Coupures	Suivant historique	
Creux de tension	30 % de U_c et > 600 ms Minimum : 5 creux de tension par an	

6. – Enfouissement des réseaux publics de distribution d'électricité

La qualité de l'électricité dépend, notamment, de la continuité de l'alimentation, qui elle-même résulte de :

- la structure et la possibilité de commande des réseaux et de l'isolation des conducteurs (réseaux aériens ou souterrains, conducteurs nus ou isolés, type des organes de manœuvre manuels ou télécommandables, *etc*.) ;

- la politique de maintenance et la fiabilité des ouvrages ;

- la gestion quotidienne des réseaux (efficacité d'exploitation, d'intervention, de détection et de localisation des défauts).

La qualité d'alimentation pose, donc, la question récurrente de l'enfouissement des réseaux publics de distribution et ce pour plusieurs raisons :

- la première réside dans le fait que l'enfouissement des réseaux publics de distribution tend à être considéré comme une solution privilégiée aux coupures d'alimentation provoquées, notamment, par les évènements climatiques (foudre, vents, neige collante, *etc*.). Les phénomènes météorologiques de grande ampleur récents (les tempêtes *Klaus* de janvier 2009, *Quentin* de février 2009 et *Xynthia* de février 2010) ont renforcé ce sentiment ;

- la seconde est née avec la sensibilisation croissante des sociétés aux questions environnementales durant la dernière décennie. En effet, alors que, pendant la période d'après-guerre, les réseaux électriques symbolisaient le progrès, ils sont à présent perçus comme une nuisance paysagère, voire un risque sanitaire lié aux champs électromagnétiques, deux défauts qui sont à l'origine des demandes d'« *effacement des réseaux* » des administrés auprès de leur collectivité locales (*i.e.* enfouissement ou, spécifiquement pour la basse tension, la pose de conducteurs en technique discrète par une installation des lignes électriques en façade).

Cependant, le coût des investissements pour répondre à ces demandes est à l'origine d'une profonde inertie de l'évolution des réseaux électriques. Les décisions prises autrefois lors de la construction des ouvrages ont encore des répercussions aujourd'hui et ce pour quelques années encore. Ainsi, les choix actuels sont dépendants des choix effectués par le passé et doivent tenir compte des réseaux existants.

6.1. – Quelques considérations techniques préalables sur les réseaux publics de distribution

6.1.1. – Les caractéristiques des réseaux aériens et souterrains en HTA[121]

Le rôle des réseaux électriques est d'acheminer dans des conditions garanties de fréquence et de tension, la puissance demandée par l'utilisateur. Les réseaux de distribution d'électricité ont été construits suivant une organisation « *verticale* » où la production précède le transport qui précède lui-même la distribution.

En France, plusieurs caractéristiques de technologies et de structures déterminent le type de réseaux de distribution :

[121] Cette partie est issue, notamment, du dossier sur le « *Réseau de distribution aérien ou souterrain ?* » rédigé par Alain Doulet et Laurent Gauthier d'EDF GDF Services et publié par la revue REE n°7 de juillet 2002.

- le **niveau de tension**. Il existe deux domaines de tension pour les réseaux de distribution : la haute tension catégorie A (HTA), de tension nominale 15 et 20 kV, alimentant principalement les utilisateurs industriels et la basse tension (BT), de tension nominale 400 V (230 V entre phase et neutre), alimentant les utilisateurs dits « *domestiques* ».

- la **structure « *arborescente* » ou « *bouclée* »**. La structure « *arborescente* » est majoritaire en zone rurale, du fait d'une exposition plus forte aux contraintes et à la sécurité d'alimentation. La majorité des réseaux de distribution sont exploités en structure « *arborescente* » même si les réseaux en zone urbaine présentent souvent une structure « *bouclée* » ;

- la **construction aérienne ou souterraine**. Les réseaux aériens sont plus répandus en zone rurale et les réseaux souterrains en zone urbaine et périurbaine. Les différences de structure entre les réseaux aériens et souterrains en HTA engendrent des disparités de fonctionnement, de gestion des défauts et de qualité de fourniture.

Les réseaux aériens de distribution

Les réseaux aériens de distribution sont constitués, depuis les postes sources HTB/HTA, de départs HTA aériens, eux-mêmes composés d'une ossature de réseaux[122] et de dérivations. Les ossatures assurent le rôle de transit de puissance, laquelle est prélevée au passage par les dérivations ou grappes de postes de distribution HTA/BT.

Les technologies en vigueur à l'époque de la conception des réseaux, l'environnement rural et le contexte d'alors ont conduit les gestionnaires de réseaux à les développer en aérien selon un tracé qui évitait délibérément les agglomérations. Ainsi, l'ossature suit un tracé globalement rectiligne et emprunte le plus court chemin géographique médian entre les différentes agglomérations à desservir. À partir de cette ossature, des dérivations acheminent l'électricité vers les agglomérations.

Ces réseaux aériens en HTA ceinturent l'agglomération et alimentent chacun des postes de distribution en antenne. À partir des postes HTA/BT, les réseaux en BT, ayant une structure arborescente, permettent l'utilisation de protections simples et peu coûteuses. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne HTA entraînera obligatoirement la coupure des utilisateurs alimentés par cette ligne.

La figure, ci-dessous, illustre le principe d'alimentation en électricité d'une agglomération en technique aérienne :

[122] Les lignes d'ossature des réseaux HTA européens sont constituées de 3 phases. En Amérique du Nord (USA et Canada), le neutre est également distribué (3 phases + 1 neutre). Les dérivations HTA peuvent être constituées de 1 fil (cas de l'Australie où le retour de courant s'effectue par la terre) à 4 fils (cas des États-Unis). Le réseau français comporte 3 fils (les 3 phases).

Ce type de structure est utilisé pour desservir, à partir d'un poste d'alimentation, l'ensemble des consommateurs d'une rue, d'un lotissement ou d'une zone d'activités. L'avantage d'une telle topologie réside dans sa simplicité de mise en œuvre et dans son faible coût. En revanche, lorsqu'un défaut se déclare en un point quelconque de l'arborescence, l'ensemble des clients situés en aval du défaut subissent une coupure durant toute la phase d'élimination du défaut.

Afin d'améliorer la sécurité d'alimentation des clients, il est possible de construire les réseaux en structure « *bouclée* » afin qu'un utilisateur puisse, le cas échéant, être alimenté par deux trajets différents. En effet, les organes de coupure appropriés permettent, ainsi, d'éviter d'interrompre l'alimentation de l'ensemble des utilisateurs lors de travaux sur un tronçon de ligne.

Les réseaux souterrains de distribution

Les réseaux souterrains de distribution présentent une structure différente. Ils sont construits au milieu des agglomérations et alimentent les postes de distribution HTA/BT en coupure d'artère ou éventuellement en dérivation.

Le tracé électrique optimal, le plus court, est alors obtenu en reliant directement chaque poste de distribution. Les postes de transformation placés au cœur des charges (consommateurs) sont de puissance unitaire importante, ce qui rentabilise mieux leur coût élevé (génie civil, cellules de coupures par exemple). Le câble est préférentiellement posé en domaine public et emprunte, généralement, la voirie pour faciliter les interventions et l'accès ultérieur. Les réseaux souterrains de distribution sont, donc, plus sinueux.

Par ailleurs, étant potentiellement soumis à de longues indisponibilités en cas d'avarie, les réseaux souterrains comportent, généralement, des structures en double dérivation ou des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une plus grande sécurité d'alimentation.

Dans une même configuration, la longueur de câble sera plus importante pour la construction d'un réseau souterrain que pour la construction d'un réseau aérien.

La figure, ci-dessous, illustre le principe d'alimentation en électricité d'une agglomération en technique souterraine :

6.1.2. – Les technologies associées aux réseaux souterrains

Aujourd'hui, la possibilité d'utiliser des câbles souterrains résulte des évolutions technologiques dans l'industrialisation des câbles et dans les techniques d'installation qui ont engendré une réduction de coûts.

Les câbles de première génération, installés à partir des années 1960 et jusque dans les années 1980, mettaient en œuvre une technologie d'isolants, notamment en papier imprégné d'huile. Actuellement, ces

câbles d'ancienne génération sont peu à peu remplacés par des câbles à isolant synthétique, suite à l'augmentation du nombre de leurs défaillances matérielles.

Tout câble à isolation synthétique est réalisé avec 4 composants au minimum, illustré dans la figure ci-dessous :

- une âme en cuivre ou en aluminium, assurant le transit du courant ;
- une enveloppe, communément en polyéthylène, isolant l'âme ;
- un écran métallique, en alliage de plomb ou en aluminium, contribuant au confinement du champ électrique, assurant la circulation des courants de court-circuit et empêchant l'eau d'atteindre la couche isolante. Il peut, selon le type de matériaux, assurer, également, une protection mécanique du câble ;
- un écran thermoplastique, assurant la protection mécanique du câble et isolant l'écran métallique de la terre afin d'assurer la protection des tiers.

Il existe 3 principales techniques pour installer un câble souterrain :

- les tunnels ou canalisations en béton : les câbles peuvent être placés dans des tunnels dédiés ou existants, construits auparavant pour d'autres utilisations. Dans certains cas l'existence de tunnels inusités peut réduire de façon significative les coûts des réseaux souterrains ;
- la pose dans une conduite préconstruite, en tubes PVC. En zone rurale et plus spécifiquement en terrain agricole, cette technique est plus répandue que les canalisations bétons ;
- l'enterrement direct dans le sol. Il est possible d'installer des câbles sans effectuer de tranchée ou de tunnel. Il s'agit, incontestablement, de méthode la plus économique.

6.1.3. – Le passage d'une structure aérienne à une structure souterraine

Le passage d'une structure aérienne à une structure souterraine s'opère par tronçons de réseaux complets. En effet, les tracés empruntés et les postes électriques sont de nature différente :

- l'aérien est plus rectiligne alors qu'en souterrain, les réseaux de distribution sont plus sinueux, le câble est préférentiellement posé en domaine public et emprunte un parcours parfois éloigné du précédent ;
- les réseaux aériens ceinturent une agglomération quand les réseaux souterrains la traversent ;
- les postes de transformation des réseaux aériens sont en général de petite puissance et ne desservent qu'une seule direction alors que ceux des réseaux souterrains sont de forte puissance et desservent en général les charges sur 360°.

Il faut distinguer la création d'un nouveau départ, directement architecturé autour de l'option souterraine, de l'enfouissement progressif d'un départ initialement bâti en aérien. Dans le premier cas, l'adoption d'une structure cible sera privilégiée alors que, dans le second cas, les modifications faites pas à pas conduisent à gérer des situations transitoires non optimales ou à ne pas pouvoir définir de cible pertinente. La difficulté majeure consiste à passer de l'état initial à l'état cible sans détériorer le fonctionnement des réseaux de distribution existants.

Le passage de réseaux aériens en réseaux souterrains nécessite, également, la modification de certains des composants des réseaux. À titre d'exemple, il est nécessaire d'adapter les postes de transformation : les transformateurs sur poteaux ne peuvent plus être utilisés car les départs BT sont plus nombreux sur un poste de transformation souterrain et le nombre de coffrets à encastrer dans les bâtiments s'accroît de façon conséquente.

La mise en souterrain doit s'inscrire dans le cadre d'un schéma directeur et doit, dans la mesure du possible, être réalisée par tronçon complet avec une cible à moyen voire long terme pour chaque départ HTA.

6.1.4. – Les avantages et les inconvénients de l'enfouissement

Les avantages généralement admis de l'enfouissement des réseaux sont une diminution de la gêne paysagère et l'amélioration de la fiabilité des réseaux (nombre de défauts par kilomètre et par an). Le souterrain doit ainsi ses performances en matière de qualité d'alimentation à sa structure intégrant généralement un secours diminuant ainsi la fréquence des coupures, mais pas la durée de celles-ci car les délais de réparation sont plus longs que pour les réseaux aériens.

En souterrain, il n'y a, en effet, plus de possibilité de travaux sous tension, il n'y a plus de tentative de réenclenchement sur défaut, les interventions sont plus longues et leurs coûts sont finalement plus élevés. Le temps requis pour réparer les incidents sur un câble souterrain est 4 à 5 fois plus important que pour remédier à une avarie sur une ligne aérienne. La localisation du défaut sur un câble est plus difficile et nécessite des recherches plus longues. Un des inconvénients majeurs des réseaux souterrains réside, donc, dans leur maintenance curative plus complexe.

Il est souvent fait mention de la meilleure tenue des lignes enfouies face aux évènements climatiques exceptionnels. Si les lignes aériennes sont sensibles aux agressions météorologiques (vent, neige collante, *etc.*), les câbles souterrains sont, également, soumis aux aléas climatiques et autres catastrophes naturelles (inondations, tremblements de terre, glissements de terrain, *etc*.).

Les **inondations** peuvent causer des dégâts irrémédiables aux câbles et aux émergences de réseaux souterrains (armoires de coupures et postes de transformation).

Des **températures élevées** peuvent, également, fragiliser les réseaux souterrains et plus particulièrement, accélérer le vieillissement de certains composants. Cependant, la canicule et l'inondation offrent une prévisibilité plus importante que la tempête et permettent, donc, aux distributeurs d'anticiper, le cas échéant, les moyens d'intervention.

Par ailleurs, l'**accrochage de câbles** ou de composants électriques lors de travaux d'entreprise de terrassement font aussi partie des dangers bien que les entreprises de travaux publics soient tenues de déclarer leur intention de travaux auprès des concessionnaires.

L'**allongement des longueurs de câbles** est, également, un inconvénient de l'enfouissement des réseaux de distribution d'électricité. En effet, l'utilisation des voies publiques est devenue quasi-systématique et est préférée à la traversée de propriétés privées, car pour traverser une propriété privée ou réaliser des travaux sur un bâtiment privé (encastrement d'un coffret ou réalisation d'une tranchée en domaine privé nécessaire pour la reprise du branchement), il faut obtenir l'accord du propriétaire.

Enfin, les câbles souterrains produisent des **champs magnétiques** à proximité du sol, du fait que la distance constante entre les câbles et la surface du sol.

Sur un plan environnemental, les points de vue divergent. Malgré une contrainte visuelle moindre des réseaux souterrains, ceux-ci nécessitent un **élagage strict** de la surface à l'aplomb des réseaux empêchant toute construction ou tout développement de végétation, induisant des difficultés en milieu forestier.

La figure, ci-après, illustre les inconvénients de l'enfouissement des réseaux :

Source : EDF

6.2. – État des lieux de l'enfouissement des réseaux en France et en Europe

6.2.1. – État des lieux de l'enfouissement des réseaux en France

Le taux d'enfouissement des réseaux de distribution en HTA et en BT concédés à ERDF est de 38 % (soit 62 % des réseaux de distribution qui utilisent une technique aérienne). Le tableau, ci-dessous, illustre l'état de l'enfouissement des réseaux en HTA et en BT concédés à ERDF pour la France métropolitaine continentale.

Réseaux	2003	2004	2005	2006	2007	2008
HTA aérien	377.097 km	373.933 km	371.403 km	369.110 km	366.924 km	363.592 km
HTA souterrain	205.382 km	211.545 km	216.982 km	223.104 km	229.318 km	235.674 km
Total HTA	582.489 km	585.478 km	588.385 km	592.214 km	596.242 km	599.264 km
Taux d'enfouissement HTA	35,3 %	36,1 %	36,9 %	37,7 %	38,5 %	39,3 %
BT aérien nu	131.219 km	126.683 km	121.967 km	117.651 km	113.071 km	108.769 km
BT aérien torsadé	313.173 km	314.309 km	315.067 km	315.901 km	316.865 km	318.019 km
BT souterrain	203.606 km	212.658 km	221.437 km	230.224 km	239.349 km	248.528 km
Total BT	647.998 km	653.650 km	658.471 km	663.776 km	669.285 km	675.316 km
Taux d'enfouissement BT	31,4 %	32,5 %	33,6 %	34,7 %	35,8 %	36,8 %
Total HTA et BT	1.230.487 km	1.239.128 km	1.246.856 km	1.255.990 km	1.265.527 km	1.274.580 km
Taux global d'enfouissement	33,2 %	34,2 %	35,2 %	36,1 %	37,0 %	37,9 %

Source : ERDF

Les travaux pour étendre, renouveler ou renforcer les réseaux ne modifient que très lentement les caractéristiques de l'ensemble. Ces évolutions annuelles ne concernent qu'une part très faible des réseaux de distribution. Toutefois, le flux annuel de pose de réseaux en souterrain a permis d'accroitre la longueur de câbles de près de 5 % entre 2003 et 2008, passant de 33,2 % à près de 38 % en 5 ans[123].

[123] Les régions ERDF voient leur taux d'enfouissement augmenter de 3 à 5 points pour les réseaux en HTA et de 5 à 6 points pour les réseaux en BT. La région Île-de-France qui présentait déjà en 2003 un taux élevé de réseaux enfouis tant pour les réseaux en HTA que pour les réseaux en BT, est l'une des régions présentant la plus forte progression du taux d'enfouissement.

6.2.2. – La comparaison entre les réseaux français et les réseaux européens

Les réseaux européens ont des structures variées

La situation des réseaux européens est assez disparate, comme l'indique le tableau, ci-dessous, du fait des différences concernant la densité de population, la topographie du pays, la rigueur climatique et l'histoire de la construction et de l'évolution des réseaux électriques.

Pays	Date	Moyenne tension		Basse tension	
		Longueur des réseaux	Taux d'enfouissement	Longueur des réseaux	Taux d'enfouissement
Allemagne[124]	2006	322.001 km	59,2 %	847.283 km	83,6 %
Autriche	2006	63.846 km	45,5 %	150.783 km	67,1 %
Danemark	2007	62.143 km		94.455 km	
Espagne	2005	374.409 km	19,5 %	478.695 km	
Estonie	2007	24.964 km	30,1 %	34.197 km	16,88 %
Finlande	2007	135.102 km	19,9 %	227.212 km	
France[125]	2007	596.242 km	38,5 %	669.285 km	35,8 %
Hongrie	2007	65.630 km	18,2 %	84.901 km	25,8 %
Islande	2006	9.218 km	33,4 %	9.098 km	99,2 %
Italie	2007	368.797 km	44,2 %	795.073 km	34,5 %
Lettonie	2007	3.732 km	98,9 %	66.173 km	
Luxembourg	2006	3.284 km	63,8 %	5.134 km	92,7 %
Norvège	2006			193.998 km	45,7 %
Pologne	2006	297.081 km	21,2 %	416.636 km	30,9 %
Portugal	2006	69.788 km	19,6 %	130.945 km	22,5 %
République tchèque	2006	89.297 km	27,2 %	162.690 km	53,8 %
Slovaquie	2007	31.036 km	17,2 %	50.287 km	21,2 %
Slovénie	2007	17.215 km	25,9 %	43.992 km	67,5 %
Suède	2006	181.719 km	39,9 %	297.324 km	71,5 %
Royaume-Uni	2007	367.530 km	45,9 %	384.577 km	82,9 %

Source : CEER

À la lecture du tableau ci-dessus il est intéressant de constater une grande disparité des taux d'enfouissement des réseaux en MT et en BT entre les différents réseaux de distribution français et européens.

Toutefois, cette comparaison doit être réalisée avec réserves. En effet, en Europe les niveaux de tension des réseaux de distribution sont disparates d'un pays à l'autre. Les réseaux de distribution peuvent inclure les niveaux de tension de 60 à 90 kV et peuvent même atteindre des niveaux de tension entre 110 et 130 kV. La situation de chaque pays est liée à l'histoire du développement de ses réseaux.

---

[124] Les données de l'Allemagne sont issues des 200 distributeurs devant soumettre leurs résultats au régulateur allemand sur les 870 distributeurs que compte l'Allemagne. Toutefois, ces 200 distributeurs couvrent environ 90 % de la longueur totale du réseau de distribution allemand.

[125] Les données de la France comportent les données ERDF uniquement, distributeur couvrant plus de 95 % du territoire.

La densité de population et le taux d'enfouissement

Le taux d'enfouissement des réseaux de distribution en MT présente une certaine corrélation avec la densité de population au km², comme l'illustre le graphique, ci-dessous. Plus le nombre d'habitants par kilomètres carrés est important, plus le taux d'enfouissement des réseaux en MT est élevé. Cette corrélation est moins évidente en BT.

Taux d'enfouissement des réseaux européens Basse Tension en fonction de la densité de population

Source : CEER

Taux d'enfouissement des réseaux européens Moyenne Tension en fonction de la densité de population

Source : CEER

La France présente des taux d'enfouissement en MT sensiblement plus élevés que les pays présentant la même densité de population. *A contrario*, le taux d'enfouissement pour les réseaux en BT semble en deçà de la moyenne des taux d'enfouissement des réseaux en BT des pays européens considérés.

Toutefois, la densité de population ne peut expliquer à elle-seule les taux d'enfouissement. Ainsi, les graphiques ci-dessus doivent être étudiés avec certaines réserves :

- les différences de périmètre des réseaux pris en compte pour mesurer le taux d'enfouissement, soulignées dans le paragraphe précédent, tendent à fausser les graphiques. Le taux d'enfouissement en MT et en BT en Allemagne, notamment, est sous-évalué dans la mesure où les données intègrent des réseaux à 110 kV. La présence d'un niveau de tension supplémentaire au Royaume-Uni tend également à complexifier l'analyse ;

- ces mêmes différences de périmètre conduisent, pour s'en affranchir, à utiliser les densités nationales de population plutôt que le nombre de kilomètres de réseaux par habitant. Il convient cependant de reconnaître que la densité de population ne reflète pas correctement la « *densité de réseaux* » par habitant (dont on recherche la corrélation avec la mise en souterrain), notamment pour les pays possédant des zones désertiques (Islande, Scandinavie) ;

- la densité de population dissimule, également, les particularités géographiques des pays dont le rôle est bien sûr déterminant sur l'enfouissement :

  - l'enfouissement dépend de la nature du sous-sol selon qu'il s'agisse d'un territoire granitique comme l'Irlande, ou d'une plaine sablonneuse comme les Pays-Bas ;

  - l'enfouissement dépend du relief et de la topographie des pays ;

  - l'enfouissement dépend des choix de sécurité face aux séismes (toutefois, les séismes restant peu fréquents en Europe continentale) ;

  - l'enfouissement dépend, également, de la robustesse des technologies aériennes face aux conditions climatiques. En Suède, où le froid intense hivernal fragilise les lignes et où le sol est meuble, l'enfouissement revient parfois moins cher que l'aérien.

- l'approche proposée dans les graphiques, ci-dessus, ne prend pas en compte les différences de développement économique entre les pays, primordiales dans une perspective d'estimation de l'avancement de l'enfouissement des réseaux de distribution en France.

La continuité d'alimentation et le taux d'enfouissement

La qualité d'alimentation en France demeure une des meilleures au regard des autres pays européens, situant la France au 3ème ou 4ème rang des États possédant la meilleure continuité d'alimentation selon l'indicateur considéré (SAIDI ou SAIFI).

Cette partie a pour objet de confronter la continuité d'alimentation (toutes causes confondues) au taux d'enfouissement des réseaux de distribution (en MT ou BT) pour l'ensemble des pays européens.

Avec toutes les réserves déjà évoquées sur le périmètre des réseaux étudiés et sur les différences de structures des réseaux entre les pays, les deux figures suivantes soulignent l'apport de l'enfouissement des réseaux en MT à la continuité d'alimentation. Cependant, la plupart des pays européens ne mesurent pas la part du temps de coupures fortuites des utilisateurs des réseaux en BT dues aux défaillances de ces réseaux. La comparaison européenne ne permet, donc, pas de montrer l'apport de l'enfouissement des réseaux en BT à la continuité d'alimentation.

Durée moyenne annuelle des coupures fortuites, TCC (en minutes) en fonction du taux d'enfouissement des réseaux en MT

Source : CEER

Durée moyenne annuelle des coupures fortuites, TCC en fonction du taux d'enfouissement des réseaux en BT

Source : CEER

7. – Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ)[126]

L'électrification des campagnes en France a véritablement démarré après la Première Guerre mondiale. Mais, la faible activité des sociétés d'électricité pour apporter l'électricité en zone rurale a conduit les collectivités locales à supporter la plus grande part des dépenses de premier établissement des réseaux. Afin d'aider ces collectivités à financer les charges d'emprunt correspondantes, un Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ) a été créé par l'article 108 de la loi de finances du 31 décembre 1936.

Le FACÉ est un organisme placé sous l'autorité du ministre chargé de l'Énergie et sous le contrôle des collectivités maîtres d'ouvrage des travaux réalisés en Électrification rurale (ER).

Le FACÉ est administré par un Conseil composé de représentants[127] :

- de l'État (ministères de l'Industrie, de l'Agriculture, du Budget, de l'Intérieur, de la Délégation à l'aménagement du territoire et à l'action régionale (DATAR) ;

- des conseils généraux ;

- des collectivités maîtres d'ouvrage des communes relevant du régime de l'ER et de leur représentant, la FNCCR ;

- des gestionnaires de réseaux de distribution : ERDF, régies, Sociétés d'économie mixte (SEM) et Sociétés d'intérêt collectif agricole pour l'électricité (SICAÉ).

Sa mission est d'apporter une aide financière aux maîtres d'ouvrage des réseaux électriques des communes relevant du régime de l'ER. Ce sont, en principe, les communes qui ne comportent aucune agglomération de plus de 2.000 habitants et qui n'appartiennent pas à une agglomération multi-communale de plus de 5.000 habitants.

Les aides du FACÉ sont financées par les contributions des gestionnaires de réseaux publics de distribution, ces contributions entrant dans les charges couvertes par le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Depuis 2003, l'assiette des contributions est le nombre de kWh distribués à partir des ouvrages exploités en BT avec un taux cinq fois supérieur pour les communes urbaines que pour les communes rurales (au sens de l'INSEE).

À ce titre, chaque gestionnaire de réseaux publics de distribution a versé, en 2009, une contribution annuelle égale à 0,185 c€/kWh distribué à partir des ouvrages exploités en BT dans les communes urbaines et à 0,037 c€/kWh distribué à partir des ouvrages exploités en BT dans les communes rurales[128].

7.1. – La nature des travaux aidés par le FACÉ

Les travaux aidés par le FACÉ sont répartis en plusieurs tranches :

---

[126] Ce document est, principalement, issu des informations présentées sur le site Internet du FACÉ.

[127] Décret n°47-1997 du 14 octobre 1947 modifié pris pour l'application de l'article 38 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

[128] Arrêté du 22 décembre 2009 relatif à la contribution annuelle des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité au Fonds d'amortissement des charges d'électrification pour l'année 2009.

- la « *tranche AB* » divisée en deux programmes : le programme principal concernant les travaux d'extension et de renforcement des réseaux, et le programme spécial concernant les travaux d'alimentation des sites isolés, les travaux relatifs à la maîtrise de la demande en énergie (MDE), les travaux suite aux intempéries et les travaux de Déclaration d'utilité publique (DUP) ;

- la « *tranche C* », ou programme « *environnement* », concernant les travaux d'enfouissement des réseaux ;

- la « *tranche S* », ou programme de sécurisation, concernant les travaux de sécurisation des réseaux.

7.1.1. – La « *tranche AB* » du FACÉ

Le programme principal couvre les travaux d'extension et de renforcement des réseaux

La « *tranche AB* » du FACÉ finance sur les réseaux en BT :

- les travaux d'extension de réseaux ou de construction de réseaux neufs (premier établissement), y compris les accessoires d'extrémités de câbles (départ monobloc en poste de Distribution publique (DP), bornes de repiquage ou d'étoilement), branchements exclus. Il faut comprendre par extension les lignes, postes de transformation et appareils accessoires nouveaux destinés à alimenter des abonnés nouveaux non situés sur le parcours des lignes existantes ;

- les travaux de renforcement et de perfectionnement : il s'agit des travaux visant à améliorer la capacité des ouvrages existants et à réduire les chutes de tension (augmentation de section des conducteurs, renforcement de la puissance des transformateurs de distribution HTA/BT, création de postes DP).

La « *tranche AB* » du FACÉ finance sur les réseaux en HTA :

- les extensions pour le raccordement de nouveaux postes DP ;

- les extensions en HTA alimentant des stations de pompage ou de traitement des eaux, des exploitations agricoles ou des industries agricoles coopératives.

Le taux d'aide de ces travaux est de 65 % des dépenses toutes taxes comprises.

Le programme spécial couvre les travaux d'alimentation des sites isolés, les travaux de MDE, les travaux liés aux intempéries et les travaux de DUP

Les travaux d'alimentation des sites isolés

Les installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable permettent de différer, voire d'éviter, une solution classique d'extension de réseau.

Dans ce cas le FACÉ est fondé à financer les dépenses suivantes :

- générateur éolien de faible puissance ;

- installation micro-hydraulique ;

- installation photovoltaïque, comprenant les modules photovoltaïques, le coffret de régulation, l'onduleur, le chargeur, le coffre et parc batterie, le câblage, le disjoncteur de limite de concession, local technique, la tranchée, l'adaptation de la toiture, *etc*.

Le FACÉ exclut de son financement les groupes électrogènes et le renouvellement des batteries usagées.

Ces travaux d'alimentation de sites isolés font l'objet d'une aide financière attribuée « *au coup par coup* » après acceptation d'un dossier spécifique soumis au Comité restreint du FACÉ.

Les travaux de MDE

La loi du 13 juillet 2005 précise les actions de MDE susceptibles d'être aidées par le FACÉ. Les dispositions applicables, codifiées dans les articles L. 2224-31 à L. 2224-34 du CGCT sont les suivantes :

- les collectivités territoriales, Établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) et syndicats mixtes peuvent de manière non-discriminatoire réaliser des actions de MDE lorsque ces actions sont de nature à éviter ou à différer, dans de bonnes conditions économiques, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution ;

- le FACÉ peut consentir des aides financières pour la réalisation d'opérations de MDE dont la maîtrise d'ouvrage est assurée par les collectivités maîtres d'ouvrage, lorsqu'elles permettent d'éviter des extensions ou des renforcements de réseaux.

Ces travaux de mise en œuvre d'actions de MDE font l'objet d'une aide financière attribuée au coup par coup après acceptation d'un dossier spécifique soumis au Comité restreint du FACÉ.

Les travaux liés aux intempéries

Les collectivités maîtres d'ouvrage de réseaux sinistrés par des évènements de grande ampleur peuvent bénéficier d'aides du FACÉ destinées à financer des renforcements anticipés réalisés lors de la remise en état des réseaux par le gestionnaire de celui-ci.

Dans cette hypothèse, le FACÉ finance au coup par coup le surcoût résultant de la différence entre le coût de reconstruction à l'identique qui incombe à l'exploitant, et le coût du renforcement anticipé de la capacité électrique des réseaux en BT, et éventuellement les dépenses d'enfouissement des réseaux, si cette opération est de nature à réduire les risques de destruction en cas d'intempéries ultérieures.

Les travaux de DUP

Des aides spécifiques au coup par coup peuvent être accordées aux communes situées à proximité des chantiers des centrales nucléaires à construire, et aux communes qui vont être surplombées par des lignes de 225 kV ou de 400 kV. Les travaux en question doivent impérativement bénéficier aux réseaux en BT ruraux locaux, le FACÉ exigeant d'avoir la preuve que les travaux sur le réseau THT sont bien commencés.

7.1.2. – La « *tranche C* », ou programme d'amélioration esthétique concernant les travaux d'enfouissement des réseaux électriques

Ce programme a été mis en place en 1992 pour l'amélioration esthétique des réseaux électriques dans les zones rurales, afin de contribuer à leur meilleure intégration dans l'environnement et à la préservation des paysages bâtis et non bâtis.

Les travaux concernant la mise en façade de réseaux, la mise en souterrain des lignes et l'habillage des postes peuvent être aidés par le FACÉ.

Le taux d'aide de ces travaux est de 65 % des dépenses toutes taxes comprises.

7.1.3. – La « *tranche S* », ou programme de sécurisation, concernant les travaux de sécurisation des réseaux électriques

Ce programme a été mis en place en 2005 dans le but de financer une politique de résorption des portions de réseaux en BT, jugées particulièrement fragiles en cas de fortes intempéries.

Les travaux qui peuvent bénéficier des aides du FACÉ sont les travaux de remplacement des réseaux en BT à fils nus par des réseaux en lignes aériennes isolé-torsadé ou par des câbles souterrains, sachant qu'un remplacement d'une partie de réseau en BT à fils nus par une extension de réseau en HTA, un poste de distribution HTA/BT, et un complément de réseau en BT est aussi accepté.

Depuis 2008, le taux d'aide de ces travaux est de 65 % des dépenses toutes taxes comprises (jusqu'en 2007, il était de 65 % pour les substitutions des fils nus et isolés torsadés, et de 35 % pour les enfouissements).

Pour le choix des travaux, une concertation avec l'exploitant des réseaux est souhaitée afin d'identifier les chantiers à mener en priorité, correspondants aux portions des réseaux les plus vulnérables aux intempéries, en tenant compte également du nombre de clients concernés.

Le tableau, ci-dessous, présente les montants toutes taxes comprises des travaux autorisés par le FACÉ sur la période 2002-2010 :

Année	Travaux d'extension et de renforcement	Travaux de sécurisation	Travaux d'amélioration esthétique	Total
2002	354 M€		114 M€	468 M€
2003	354 M€		114 M€	468 M€
2004	354 M€		114 M€	468 M€
2005	332 M€	46 M€	114 M€	492 M€
2006	338 M€	52 M€	116 M€	506 M€
2007	352 M€	52 M€	116 M€	520 M€
2008	360 M€	55 M€	116 M€	531 M€
2009	369 M€	58 M€	120 M€	547 M€
2010	383 M€	78 M€	120 M€	581 M€

Source : FACÉ

7.2. – La répartition des aides entre les départements

7.2.1. – Les travaux d'extension et de renforcement

Pour les travaux d'extension ou de renforcement l'enveloppe nationale annuelle décidée par le Conseil est répartie entre les départements au *prorata* du coût total de résorption des départs « *mal alimentés* » (DMA) de chaque département soit :

$$\text{Coût total de résorption des DMA} = \text{longueur totale des DMA} \times \left(\frac{1}{3} \times \text{coût moyen du km de réseau renforcé en aérien} + \frac{2}{3} \times \text{coût moyen du km de réseau renforcé en souterrain} \right) + \text{nombre de DMA} \times \frac{1}{3} \times \text{coût moyen d'un poste HTA/BT}$$

Les coûts moyens sont établis sur la base des travaux effectués avec les aides du FACÉ.

Un départ est dit « *mal alimenté* » lorsque :

- un client au moins de ce départ est alimenté sous une tension qui est en dehors de la plage de tension 230 V [+ 6 %, - 10 %] ;

- ou que la puissance transitée est supérieure à la puissance admissible par les réseaux.

7.2.2. – Les travaux d'enfouissement des réseaux

Pour les travaux d'environnement dont l'objectif est la dissimulation des réseaux par enfouissement ou pose en façade, l'enveloppe nationale annuelle décidée par le Conseil est répartie entre les départements à l'aide des deux clés suivantes :

- à hauteur de 70 % au *prorata* du kilométrage de lignes BT aériennes ;
- à hauteur de 30 % au *prorata* du montant du financement des travaux d'environnement sur fonds propres des collectivités.

7.2.3. – Les travaux de sécurisation des réseaux

Pour les travaux de résorption des fils nus présentant un risque de défaillance en cas d'intempéries, l'enveloppe nationale annuelle décidée par le Conseil est repartie entre les départements à l'aide des deux clés suivantes :

- à hauteur de 70 % au *prorata* du kilométrage de réseau en BT aérien en fils nus ;
- à hauteur de 30 % au *prorata* du nombre de clients alimentés par des départs comportant des fils nus.

En 2010, le supplément de 20 millions d'euros toutes taxes comprises de travaux autorisés, par rapport à 2009, a été réparti au *prorata* des longueurs en fils nus BT de faible section.

7.2.4. – La limitation des variations d'une année sur l'autre et les pénalités

Depuis 2003, pour chacun des programmes précédents, les règles suivantes sont appliquées :

- limitation à ± 20 % des variations de la dotation départementale d'une année sur l'autre ;
- application d'une pénalité de 5 % sur l'ensemble des dotations pour les départements ayant globalement entre 2 et 3 ans de stock d'aides au 31 décembre de l'année *N-1*, de 10 % pour ceux ayant entre 3 et 4 ans de stock d'aides et de 25 % pour ceux ayant plus de 4 ans de stock d'aides. Ces pénalités sont signalées dans la circulaire d'attribution envoyée aux préfets.

7.2.5. – Les autres programmes

Les programmes spéciaux (intempéries, DUP, sites isolés et MDE) font l'objet d'une répartition au coup par coup après examen par le Comité restreint d'un dossier spécifique et acceptation du projet présenté.

8. – Glossaire

Basse Tension (BT) : tension inférieure à 1 kV.

Comptage : mesure des différentes caractéristiques de l'électricité ou du gaz permettant de déterminer l'énergie produite ou consommée.

Compte de régulation des charges et des produits (CRCP) : compte fiduciaire extra-comptable où seront placés tout ou partie des trop-perçus et, le cas échéant, tout ou partie des manques à gagner d'un gestionnaire de réseaux publics. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectue par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des années suivantes.

Compteur électrique : il sert à mesurer l'électricité consommée dans un logement ou sur un site. Il est, généralement, fourni et posé par le gestionnaire du réseau public.

Contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) : contrat conclu entre un gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité et un utilisateur dudit réseau fixant les conditions juridiques, technique et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

Contrôle-commande : ensemble des technologies qui contribue à l'automatisation de l'exploitation des réseaux.

***Council of European Energy Regulators* (CEER) :** association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (*board*), des groupes de travail (*working groups*) spécialisés dans différents domaines (électricité et gaz, consommateurs, stratégie internationale) et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

« *Critère B* » : il est le principal indicateur de la continuité d'alimentation des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité pour les gestionnaires des réseaux en BT. Il s'agit de la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur des réseaux publics de distribution raccordé en BT.

Distributeurs non nationalisés (DNN) ou Entreprise locale de distribution (ELD) : entreprise locale de distribution (distributeur non nationalisé) qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé.

***European Regulators Group for Electricity and Gas* (ERGEG) :** créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, l'ERGEG a pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz. L'ERGEG comprend la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union européenne. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y sont invités en tant qu'observateurs. Pour réaliser ses objectifs, qui font également l'objet d'un programme de travail public, l'ERGEG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'ERGEG consulte largement les acteurs du secteur de l'énergie pour les questions sur lesquelles il est amené à rendre des avis. Ces avis engagent, également, la Commission européenne, qui peut ensuite leur donner un caractère contraignant à travers le processus communautaire de la comitologie.

Évènement climatique de grande ampleur : ERDF qualifie de « *grande ampleur* » les évènements qui ne peuvent pas être qualifiés d'« *exceptionnels* » au titre de la définition du TURPE, mais qui touchent plus de 30.000 utilisateurs.
Évènements exceptionnels : circonstances indépendantes de la volonté ou de l'action des gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, non maîtrisables en l'état des techniques, revêtant le caractère d'un cas de force majeure, et qui engendrent une situation d'exploitation perturbée des réseaux. Les évènements exceptionnels impactant les réseaux publics d'électricité sont définis à l'article 19 du cahier des charges type du gestionnaire du réseau de transport d'électricité[129].

***Flicker* :** papillotement de la lumière généralement dû à des fluctuations rapides de la tension.

Fournisseur : personne morale, s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, qui alimente au moins un consommateur final en électricité, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a acheté.

Gestionnaire de réseau public de transport (GRT) ou de distribution (GRD) : personne morale responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau public de transport ou de distribution, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

Haute Tension du domaine A (HTA) : tension comprise entre 1 et 50 kV.

Haute Tension du domaine B (HTB) : tension supérieure à 50 kV.

Injection : transit d'énergie électrique par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

Masse antigiratoire : lors de précipitations de neige collante, les flocons se déposent sur le sommet ou sur le flanc du câble aérien et les forces dues à la tension superficielle de l'eau présente font adhérer fortement ce dépôt au métal. Au fur et à mesure de son accroissement, cette masse accumulée tend à faire tourner le câble autour de son axe, créant ainsi un manchon de section quasi-circulaire. La masse antigiratoire a pour fonction de s'opposer à la rotation du câble et, par là, à la formation du manchon de neige.

Mécanisme d'ajustement : mécanisme permettant au gestionnaire du réseau public de transport d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation grâce aux quantités d'électricité supplémentaires que les producteurs peuvent fournir ou aux réductions de consommation que les consommateurs peuvent prodiguer.

Monteur : le monteur électricien en réseaux de distribution est le professionnel du raccordement électrique et de la vérification régulière de l'état des équipements du réseau de distribution. Il veille en permanence à assurer la fourniture d'électricité à tous les usagers, logements et entreprises.

Paquet énergie-climat : l'objectif dit des « *trois fois vingt* » a été adopté par l'Union européenne en décembre 2008, dans le cadre d'une série de propositions portant sur l'énergie et visant à pallier les effets du changement climatique. Il s'agit, d'ici 2020, d'amener l'Europe sur la voie d'un avenir durable, fondé sur une économie produisant peu de carbone et consommant moins d'énergie. Les objectifs sont de diminuer de 20 % les émissions de gaz à effet de serre (30 % en cas d'accord international), d'améliorer de 20 % son efficacité énergétique et intégrer dans sa consommation énergétique finale une part égale à 20 % d'énergies de sources renouvelables.

Poste de distribution ou poste de transformation HTA/BT : local, inaccessible au public, assurant la liaison entre le réseau en HTA et le réseau en BT. Le poste de transformation HTA/BT est essentiellement composé d'un organe de coupure permettant de le connecter au réseau HTA, d'un transformateur HTA/BT abaissant la tension, d'un tableau BT permettant de répartir l'énergie électrique sur les différents départs BT issus du poste de transformation et supportant les fusibles de protection. Le local qui compose le poste de transformation HTA/BT peut être un petit bâtiment construit à cet usage, un local mis à disposition dans un immeuble ou un simple boîtier de protection des équipements.

---

[129] ERDF considère les phénomènes climatiques comme exceptionnels lorsqu'ils touchent plus de 100.000 utilisateurs et une probabilité annuelle d'occurrence de 5 %.

Poste source ou poste de transformation HTB/HTA : poste électrique des réseaux de distribution d'électricité. Le poste source est situé à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution. Il est destiné à alimenter les clients industriels et les postes de distribution par une succession de lignes HTA et transformateurs qui abaissent la tension.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) : dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'Énergie en matière de répartition des capacités de production d'électricité par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

Qualité de l'électricité : niveau de qualité de l'électricité livrée aux réseaux, évaluée en fonction de la fréquence et de la durée des coupures longues et brèves, ainsi que de la qualité de l'onde de tension.

Raccordement : action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.

Règles d'agrégation : règles européennes ou internationales utilisées afin de calculer les principaux indicateurs de continuité.

Soutirage : consommation physique des sites ou vente d'énergie (exportation ou fourniture déclarée) qui représente la consommation d'un périmètre donné.

Réseaux de transport et de distribution d'électricité : réseaux conçus pour le transit d'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Ils sont composés de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive. On distingue trois hiérarchies de réseaux, à savoir le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de pertes, les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux publics de distribution et les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV et les réseaux publics de distribution à 20 kV, 15 kV et 400 V, qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME et PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petites industries).

Soutirage : transit d'énergie électrique par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité : ces tarifs sont réglementés (déterminés par le gouvernement sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie) et s'appliquent à l'identique à tous les clients. Ce poste de facture n'est, donc, pas négociable avec le fournisseur, et son montant doit figurer sur les factures. Même si le fournisseur peut présenter ses formules de prix de façon intégrée (part « *fourniture* » et part « *accès aux réseaux* »), le coût de l'utilisation des réseaux est facturé au fournisseur par le gestionnaire de réseau auquel est raccordé le consommateur.

Troisième paquet énergie : présenté par la Commission européenne en septembre 2007, il constitue une nouvelle étape de la libéralisation du marché intérieur de l'énergie. Il a été publié au *Journal officiel* de l'Union européenne le 14 août 2009 et comporte plusieurs objectifs : harmoniser et renforcer les pouvoirs et l'indépendance des régulateurs nationaux afin d'assurer une régulation plus efficace, assurer un accès non-discriminatoire aux réseaux grâce à la dissociation des gestionnaires de réseaux de transport et à une meilleure coordination entre eux, intensifier les investissements dans les infrastructures électriques et gazières, renforcer la protection des consommateurs, améliorer la transparence et le fonctionnement des marchés, coordonner plus efficacement et compléter l'action des régulateurs au niveau de l'Union européenne par la mise en place d'une Agence de coopération des régulateurs (ACER).

Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE) : association qui a pour but de définir les règles d'exploitation des interconnexions entre les pays européens. L'UCTE est un des quatre membres fondateurs d'ETSO. Cette organisation regroupe les gestionnaires des réseaux de transport des pays suivants : Autriche, Belgique, Bulgarie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, République Tchèque, Danemark Ouest, France, Serbie et Monténégro, Macédoine, Allemagne, Grèce, Hongrie, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, République Slovaque, Slovénie, Espagne et Suisse.

Utilisateur : un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaires de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau.

Véhicules électriques : ces véhicules sont propulsés par un moteur électrique, d'une puissance de 20 kW environ pour une petite voiture. Le moteur est alimenté par des batteries rechargeables sur le secteur.

9. – Sigles

ACR	Agence de conduite réseau
ADEL	Aide à la décision pour les incidents électriques
AMEPS	Agence de maintenance et d'exploitation des postes sources
APE	Agence des participations de l'État
BAR	Base d'actifs régulée
BERE	Bureau d'études réseau électricité
BT	Basse tension
CAD	Centre d'appels pour dépannage
CAPEX	*Capital expenditure* (Dépenses d'équipement)
CARD	Contrat d'accès au réseau de distribution
CENELEC	Comité européen de normalisation électrotechnique
CGCT	Code général des collectivités territoriales
COMEX	Comité exécutif
COREG	Communication et organisation en cas d'évènement grave
CRAC	Compte rendu d'activité de concession
CRCP	Compte de régulation des charges et des produits
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSE	Conseil supérieur de l'énergie
CSP	Contrat de service public
CTE	Comité technique de l'électricité
DATAR	Délégation à l'aménagement du territoire et à l'action régionale
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DMC	Durée moyenne de coupure
DOR	Directeur des opérations en région
DP	Distribution publique

DT	Directeur territorial
DUP	Déclaration d'utilité publique
EBE	Excédent brut d'exploitation
EDF	Électricité de France
ELD	Entreprise locale de distribution
EPCI	Établissement public de coopération intercommunale
END	Énergie non distribuée
EnR	Énergie renouvelable
ER	Électrification rurale
ERDF	Électricité Réseau Distribution France
FACÉ	Fonds d'amortissement des charges d'électrification
FIRE	Force d'intervention rapide électricité
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
GMAO	Gestion de la maintenance assistée par ordinateur
HEX	Hors évènements exceptionnels
HIX	Hors incident exceptionnel
HT	Haute tension
HTA	Haute tension du domaine A
HTB	Haute tension du domaine B
IP	Interlocuteurs privilégiés
ISO	*International Organization for Standardization* (Organisation internationale de normalisation)
MAIFI	*Momentary Average Interruption Frequency Index*
MALTEN	Mise à la terre des neutres
MEEDDM	Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer
MDE	Maîtrise de la demande en énergie
MT	Moyenne tension
NTIC	Nouvelles technologies de l'information et de la communication
OMT	Organe de manœuvre télécommandé
OPEX	*Operational expenditure* (Coûts d'exploitation)
PAC	Plan aléas climatiques
PCB	Polychlorobiphényles

PCT	Part couverte par le tarif
PINSSO	Projet industriel, social et sociétal
PMT	Plans moyens termes
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
PRISME	Plans régionaux d'initiatives stratégiques et managériales d'électricité
RTE	Réseau de transport d'électricité
SAIDI	*System Average Interruption Duration Index*
SAIFI	*System Average Interruption Frequency Index*
SEI	Systèmes énergétiques insulaires
SEM	Société d'économie mixte
SERCE	Syndicat des entreprises de génie électrique et climatique
SERVAL	Service d'approvisionnement logistique
SICAÉ	Société d'intérêt collectif agricole pour l'électricité
SIG	Système d'information géographique
TCC	Toutes causes confondues
TCE	Taxe communale sur l'électricité
TDE	Taxe départementale sur l'électricité
THT	Très haute tension
TLE	Taxes locales sur l'électricité
TST	Travaux sous tension
TTC	Toutes taxes comprises
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UCF	Unités clients et fournisseurs
UCN	Unité de comptabilité nationale
UOA	Unité opérationnelle achats
UOF	Unité opérationnelle formation
UOI	Unité opérationnelle informatique
URE	Unité réseau électricité
UTE	Union technique de l'électricité
VE	Véhicule électrique

VHR	Véhicule hybride rechargeable

10. – Liste des encadrés, figures, tableaux et cartes

10.1. – Liste des encadrés

Encadré n°1 – Les « *circonstances exceptionnelles* », les « *évènements exceptionnels* » et les « *évènements de grande ampleur* » 24

Encadré n°2 – Extraits du cadre législatif sur la qualité de l'alimentation en électricité 43

Encadré n°3 – Le cadre réglementaire de l'alimentation en électricité des réseaux publics de distribution en France 46

Encadré n°4 – Le Contrat de service public signé entre l'État et EDF applicable à ERDF 48

Encadré n°5 – Le cadre normatif de la qualité d'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution 52

Encadré n°6 – Les principales sources de financement des autorités concédantes 58

Encadré n°7 – Le contexte contractuel de la qualité de l'alimentation d'électricité 62

Encadré n°8 – Le rapport de la mission en charge du suivi du dispositif réglementaire relatif à la qualité de l'électricité dit rapport « *Aussourd* » 66

Encadré n°9 – Extraits de l'avis de la CRE du 11 octobre 2007 sur le projet de décret relatif à la qualité 68

Encadré n°10 – Extraits de l'avis de la CRE du 11 octobre 2007 sur le projet d'arrêté d'application relatif à la qualité 68

Encadré n°11 – Extraits de l'avis de la CRE du 14 janvier 2010 sur la modification du projet d'arrêté relatif à la qualité 69

Encadré n°12 – Le rapport de la mission sur la sécurisation du système électrique français dit rapport « *Piketty* » 76

Encadré n°13 – Le Plan aléas climatiques (PAC) mis en place par ERDF 77

Encadré n°14 – Le rapport relatif à la limitation de l'impact des évènements climatiques majeurs sur le fonctionnement des réseaux de distribution d'électricité dit rapport « *Bellec* » 80

Encadré n°15 – L'étude technique sur la fragilité des réseaux publics de distribution d'électricité face aux évènements climatiques majeurs demandée par la FNCCR dite rapport « *Hauet* » 81

Encadré n°16 – L'enfouissement des réseaux de distribution d'électricité 118

Encadré n°17 – L'élagage, un exemple de politique de maintenance préventive 125

Encadré n°18 – L'impact des travaux sur le « *critère B* » 134

Encadré n°19 – La politique d'ERDF de recours à l'externalisation 136

Encadré n°20 – Les évolutions du TURPE sur la pér iode 2009 à 2012 159

Encadré n°21 – L'impact du véhicule électrique su r le système électrique 168

Encadré n°22 – Les systèmes de comptage évolués, le compteur communicant et le programme *Linky* ..170

Encadré n°23 – Le renouvellement du contrat de co ncession du service public d'électricité de la Ville de Paris.....178

Encadré n°24 – Standards de qualité relatifs à la durée maximale de réalimentation au Royaume-Uni 182

10.2. – Liste des figures

Figure n°1 – Évolution de la durée moyenne annuel le de coupure hors évènement exceptionnel 14

Figure n°2 – Corrélation de la baisse des investi ssements d'ERDF et de l'augmentation de la durée annuelle moyenne de coupure hors évènement exceptionnel.....15

Figure n°3 – Organisation des réseaux publics de distribution d'électricité français 19

Figure n°4 – Évolution du « *critère B TCC* » depuis 1980 sur le périmètre des concessions d'ERDF.....22

Figure n°5 – Catégories de coupures couvertes par les différents « *critères B* ».....23

Figure n°6 – Évolution du « *critère B incidents* » depuis 2000 (hors tempêtes de 1999) sur le périmètre des concessions d'ERDF 25

Figure n°7 – Évolution du « *critère B travaux* » depuis 2000 sur le périmètre des concessions d'ERDF 26

Figure n°8 – Évolution du « *critère B HIX* » depuis 2000 sur le périmètre des concessions d'ERDF 27

Figure n°9 – Part du « *critère B TCC* » due à la défaillance du réseau public de transport (hors tempêtes de 1999, mais avec la tempête *Klaus* de 2009) sur le périmètre des concessions d'ERDF.....28

Figure n°10 – Répartition des anciens centres de distribution ERDF selon le « *critère B HIX hors travaux* » (moyenne 2000 à 2006) 29

Figure n°11 – Répartition des utilisateurs selon le « *critère B HIX hors travaux* » (moyenne 2000 à 2006) de leur ancien centre de distribution 30

Figure n°12 – Durée moyenne annuelle des coupures non planifiées par utilisateur et par an (SAIDI), hors évènements exceptionnels.....32

Figure n°13 – Durée moyenne annuelle des coupures non planifiées par utilisateur, par an et par région (SAIDI), hors évènements exceptionnels.....33

Figure n°14 – Fréquence des coupures non planifié es par utilisateur et par an (SAIFI), hors évènements exceptionnels.....34

Figure n°15 – Degré de satisfaction globale conce rnant la fourniture d'électricité 35

Figure n°16 – Fiabilité et la sûreté des réseaux (absence de coupures, de chutes de tension).....36

Figure n°17 – Rapidité d'intervention en cas de p roblème.....37

Figure n°18 – Compétence des interlocuteurs en ca s de problème 37

Figure n°19 – Perception des coupures longues 38

Figure n° 20 – Coupures d'électricité jugées trop nombreuses 39

Figure n° 21 – Appréciation de l'intégration des réseaux dans le paysage 39

Figure n° 22 – Jugement des Français sur la nécessité d'enterrer les réseaux : une considération esthétique toujours présente et relativement stable 40

Figure n° 23 – Schéma de regroupement des organismes de normalisation 51

Figure n° 24 – Circuits de financements des investissements des autorités concédantes (hors raccordements) 59

Figure n° 25 – Fonctionnement de la régulation incitative 74

Figure n° 26 – Service commun d'ERDF et de GrDF... 90

Figure n° 27 – Exemple d'organigramme régional d'ERDF : la région Sud-Ouest 91

Figure n° 28 – Évolution de la fréquence des accidents du travail (ramené au nombre d'agents) 94

Figure n° 29 – Évolution du nombre d'agents pour 1.000 utilisateurs (à périmètre constant) 94

Figure n° 30 – Évolution de la durée de rétablissement de l'alimentation pour les incidents sur les réseaux en HTA 95

Figure n° 31 – Investissements prévus au PMT en 2009 99

Figure n° 32 – Cycle décisionnel des investissements d'ERDF 100

Figure n° 33 – Évolution du « *critère B TCC* » en France, Aquitaine et Midi Pyrénées 103

Figure n° 34 – Évolution du « *critère B TCC* » en France et dans le Sud Ouest et le Périgord 103

Figure n° 35 – Évolution des investissements d'ERDF dans le département de la Dordogne entre 2004 et 2008 105

Figure n° 36 – Pyramide des âges des réseaux électriques en BT et HTA sous concession d'ERDF (quantité de réseau selon son année de mise en service) 107

Figure n° 37 – Pyramide des âges des postes de distribution HTA/BT d'ERDF 108

Figure n° 38 – Comparaison des investissements du groupe EDF dans les moyens de production et dans les réseaux électriques 109

Figure n° 39 – Formation du « *critère B filtré* » 113

Figure n° 40 – Comparaison des indicateurs de la continuité d'alimentation en régime normal d'exploitation des utilisateurs des réseaux publics de distribution sous concession d'ERDF et objectifs d'amélioration de l'alimentation en électricité dans la période tarifaire actuelle 114

Figure n° 41 – Trajectoire d'investissement pressentie par ERDF au titre de la qualité (2008) 119

Figure n° 42 – Répartition de l'investissement d'ERDF en faveur de la qualité (hors remplacements des transformateurs de distribution HTA/BT, remplacement des compteurs et disjoncteurs en BT) 120

Figure n° 43 – Exemples de distances d'élagage à respecter lors de la conception des lignes électriques 127

Figure n° 44 – Évolution des dépenses d'élagage ... .128

Figure n°45 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux postes sources HTB/HTA 129

Figure n°46 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux postes de distribution HTA/BT 130

Figure n°47 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux réseaux de distribution en HTA 131

Figure n°48 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux réseaux de distribution en BT hors branchements 131

Figure n°49 – Évolution comparative des dépenses de maintenance préventive et curative affectées aux branchements en BT 132

Figure n°50 – Exemple de message METEOR d'alerte incident pour la journée du 24 janvier 2009 142

Figure n°51 – Origine des incidents sur les réseaux en HTA lors de la tempête *Klaus* 145

Figure n°52 – Répartition entre les différents acteurs des ressources mobilisées lors de la gestion de la tempête *Klaus* 146

Figure n°53 – Articulation entre les cellules de crises des autorités publiques et celles d'ERDF 148

Figure n°54 – Taux d'accessibilité au service de dépannage *via* les centres d'appels lors de la tempête *Klaus* 149

Figure n°55 – Organisation de gestion des crises lors de la tempête *Klaus* dans le Sud-Ouest 150

Figure n°56 – Rythmes de réalimentation des tempêtes de 1999 (moitié Sud de la France), *Klaus*, *Quentin* et *Xynthia* 151

Figure n°57 – Nombre de groupes électrogènes raccordés sur les réseaux de distribution, lors de la tempête *Klaus*, du 25 janvier au 31 janvier 2009 152

Figure n°58 – Décomposition des charges de capital TURPE 3 157

Figure n°59 – Part « *investissements* » des redevances de concession sur la période 2004 à 2009 161

Figure n°60 – Montant total toutes taxes comprises des travaux autorisés par le FACÉ sur la période 2004 à 2009 161

Figure n°61 – Évolution des investissements d'ERDF et des autorités concédantes depuis 1980 162

Figure n°62 – Évolution du nombre d'installations de production d'électricité raccordées aux réseaux d'ERDF et évolution de la puissance associée 167

Figure n°63 – Évolution de la consommation d'électricité (France métropolitaine continentale) 168

Figure n°64 – Prévisions de consommation d'électricité (France métropolitaine continentale) 169

Figure n°65 – Architecture d'un système de comptage évolué 171

Figure n°66 – Compensations ou indemnisations d'un client résidentiel avec une consommation annuelle de 3.500 kWh et une puissance souscrite de 6 kW 181

Figure n°67 – Compensation financière versée à un consommateur résidentiel français ou britannique en fonction de la durée de coupure 182

Figure n°68 – La détermination du niveau de qualité optimale 185

Figure n°69 – Les deux niveaux d'investissement « *qualité* » sur la période 2009-2020 présentés par ERDF lors de l'élaboration du TURPE 3 186

Figure n°70 – Estimation de l'impact de ces deux niveaux d'investissement sur le « *critère B incidents HIX* » 187

10.3. – Liste des tableaux

Tableau n°1 – Structure et évolution des réseaux publics de distribution....20

Tableau n°2 – Degré de satisfaction détaillée concernant plusieurs aspects de la fourniture d'électricité....36

Tableau n°3 – Nombre maximal de coupures longues et brèves dans l'année et durée cumulée maximale annuelle des coupures longues par zone 45

Tableau n°4 – Prescriptions du Contrat de service public....49

Tableau n°5 – Répartition générique de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le concessionnaire....57

Tableau n°6 – Nombres maximaux de coupures longues et brèves dans l'année ainsi que la durée cumulée maximale annuelle des coupures longues recommandés par le rapport « *Aussourd* »....67

Tableau n°7 – Proposition de la FNCCR sur la durée cumulée des coupures longues 70

Tableau n°8 – Évolution de quelques indicateurs clés....78

Tableau n°9 – Vulnérabilité de l'ensemble des lignes aériennes HTA (longueur total des réseaux aériens : 369.869 kilomètres en 2009) 78

Tableau n°10 – Vulnérabilité de l'ensemble des lignes d'ossatures aériennes HTA (longueur total des réseaux : 100.717 km en 2009)....78

Tableau n°11 – Classement des lignes HTA par niveau de risque et définition de la stratégie du Plan aléas climatiques 79

Tableau n°12 – Seuil d'incidents retenu pour le calcul du « *critère B filtré* » 113

Tableau n°13 – Formation du « *critère B HIX* » selon le type de réseaux (hors postes, travaux, transport et évènements exceptionnels)....115

Tableau n°14 – Nombre d'incidents par type de réseaux (toutes causes confondues)....115

Tableau n°15 – Recensement des réseaux aériens en HTA à risque sous concession d'ERDF proposé dans le Plan aléas climatiques 117

Tableau n°16 – Répartition des budgets de maintenance d'ERDF....123

Tableau n°17 – Distances entre les arbres et les conducteurs à respecter lors de la conception des lignes électriques en HTA et BT 127

Tableau n°18 – Évolution du « *critère B travaux* » 134

Tableau n°19 – Évolution comparative en région Rhône-Alpes Bourgogne du « *critère B travaux* » et de la part du programme de remplacement des transformateurs de distribution HTA/BT pollués aux PCB dans le « *critère B travaux* »....134

Tableau n°20 – Évaluation quantitative des contrats de sous-traitance passés par la région Rhône-Alpes Bourgogne 136

Tableau n°21 – Lieu d'origine des défauts sur les réseaux en HTA lors de la tempête *Klaus* 145

Tableau n°22 – Trajectoire d'investissement sur la période 2009 à 2012 158

Tableau n°23 – Trajectoire de la BAR sur la périodde 2009 à 2012.....158

Tableau n°24 – Participation du TURPE au financement des investissements réalisés par les autorités concédantes pour les années 2007 à 2009 (en euros courants) 160

Tableau n°25 – Durée maximale de réalimentation et montant des compensations financières si cette durée n'est pas respectée 183

Tableau n°26 – Comparaison des différentes caractéristiques des réseaux de distribution français et allemands 188

10.4. – Liste des cartes

Carte n°1 – Regroupement des autorités concédantes à la maille départementale.....61

Carte n°2 – Départements ne respectant pas les seuils proposés par la FNCCR dans le rapport « *Aussourd* ».....71

Carte n°3 – Ancienne organisation départementale d'EDF Réseau Distribution.....89

Carte n°4 – Organisation régionale d'ERDF 90

Carte n°5 – Localisation des investissements d'ERDF à réaliser sur les réseaux du Sud-Ouest pour atteindre les objectifs de gains du « *critère B* ».....104

Carte n°6 – Prévisions de GERIKO précédent l'arrivée de la tempête Klaus le 21 janvier 2009 à 16h19 ..140

Carte n°7 – Prévisions de GERIKO précédant l'arrivée de la tempête *Klaus* le 22 janvier 2009 à 15h58 ..140

Carte n°8 – Relevés de Météo France des rafales de vent de la tempête *Klaus* le 23 janvier 2009 à 14h40.....141

Carte n°9 – Relevés de Météo France des rafales de vent de la tempête *Klaus* le 23 janvier 2009 à 17h39.....141

Carte n°10 – Nombre de points de connexion privés d'électricité par département lors des tempêtes 144

11. – Bibliographie

11.1. – Réglementation

11.1.1. – Sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (notamment son article 6)

Décision du 5 juin 2009, relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

Proposition de la CRE du 26 février 2009, relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

11.1.2. – Sur la qualité des réseaux publics d'électricité

Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

Avis de la CRE du 11 octobre 2007 sur le projet de décret, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

Avis de la CRE du 11 octobre 2007 sur le projet d'arrêté pris en application du décret, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

Arrêté du 18 février 2010 modifiant l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

Délibération de la CRE du 14 janvier 2010 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

11.1.3. – Sur la sécurité des personnes et des biens

Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

Arrêté du 26 avril 2002 modifiant les arrêtés du 2 avril 1991 et du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

Arrêté du 10 mai 2006 modifiant l'arrêté du 17 mai 2001, modifié par l'arrêté du 26 avril 2002, fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

Arrêté du 26 janvier 2007 modifiant l'arrêté du 17 mai 2001 modifié fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

11.2. – Normalisation

11.2.1. – Sur les normes européennes

Caractéristiques de la tension fournies par les réseaux publics de distribution – Norme européenne NF EN 50160 (mai 2000)

Caractéristiques de la tension fournies par les réseaux publics de distribution – Norme européenne NF EN 50160 (novembre 2007)

11.2.2. – Sur les normes internationales

Use guide for electric power distribution reliability indices – IEEE Std 1366 (1998)

Guide for electric power distribution reliability indices – IEEE Std 1366 (2003)

11.3. – Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologique – OPECST

Rapport sur l'apport de nouvelles technologies dans l'enfouissement des lignes électriques à haute et très haute tension (19 décembre 2001) – Christian Kert (Député)

11.4. – Secrétariat Général de la Défense Nationale – SGDN

Plan national de continuité électrique (18 septembre 2009) – N°6000/SGDN/PSE/PPS – 1 ère édition

11.5. – Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer – MEEDDM

11.5.1. – Sur la règlementation relative à la qualité des réseaux publics d'électricité

Circulaire ministérielle n°6637 sur les nouvelles dispositions réglementaire en matière de qualité de l'électricité distribuée aux usagers sur les réseaux publics de distribution d'électricité (3 juin 2008)

Guide « *mode d'emploi* » de l'évaluation de la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité selon les dispositions du décret n°2 007-1826 du 24 décembre 2007 et de son arrêté d'application du 24 décembre 2007 (3 juin 2008) – Édition n°1

Rapport de la mission en charge du suivi du dispositif règlementaire relatif à la qualité de l'électricité (octobre 2009) – Philippe Aussourd (Conseil général de l'environnement et du développement durable)

11.5.2. – Sur les contrats de service public de l'électricité

Accord « *Réseaux électriques et environnement* » 2001-2003 (30 janvier 2002)

Contrat de Service Public entre L'État et EDF (période de 2005 à 2007)

11.6. – Conseil Général des Mines – CGM

La sécurisation du système électrique français – Rapport de mission (mai 2000) – Gérard Piketty (Ingénieur Général des Mines), Claude Trink (Ingénieur en Chef des Mines) et Renaud Abord de Chatillon (Ingénieur Général des Mines)

La sécurisation du système électrique français liée aux évènements naturels extrêmes – Complément au rapport d'étape présenté en mai 2000 (janvier 2001) – Gérard Piketty (Ingénieur Général des Mines) et Claude Trink (Ingénieur en Chef des Mines)

La sécurisation du système électrique français liée aux évènements naturels extrêmes – Complément au rapport d'étape présenté en mai 2000 (Chapitre V) (février 2001) – Gérard Piketty (Ingénieur Général des Mines)

11.7. – Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies – CGIET

Rapport relatif à la limitation de l'impact des évènements climatiques majeurs sur le fonctionnement des réseaux de distribution d'électricité – N°2009/20/ CGIET/SG (1er juin 2010) – Gilles Bellec (Ingénieur Général des Mines), Bruno Sauvalle (Ingénieur en Chef des Mines), Henri Boye (Ingénieur en Chef des Ponts, des Eaux et des Forêts) et Michel Rochas (Ingénieur Général des Ponts, des Eaux et des Forêts)

11.8. – Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies – FNCCR

Protocole d'accord relatif aux indicateurs « *Fourniture* » et « *acheminement* » à produire dans les comptes rendus annuels d'activité (signé par la FNCCR, ERDF et EDF SA) (26 mars 2009)

Étude technique sur la fragilité des réseaux publics de distribution d'électricité face aux évènements climatiques majeurs (septembre 2009) – Jean-Pierre Hauet (KB Intelligence)

Les Français et le nouveau paysage énergétique – 6ème baromètre FNCCR-IFOP (19 mars 2010)

11.9. – EDF Réseau Distribution – ERD

Le Plan aléas climatiques (mise en œuvre du Contrat de service public) (15 octobre 2009)

11.10. – Electricité Réseau Distribution France – ERDF

La politique industrielle d'ERDF et la maîtrise de l'externalisation – Présentation pour information au CCE (3 juillet 2008)

Bilan de la tempête Klaus – Dossier de presse (24 janvier 2009)

Tempête Xynthia : Moyens mis en œuvre par ERDF – Communiqué de presse (5 mars 2009)

11.11.European Regulators' Group for Electricity and Gas – ERGG

Towards Voltage Quality Regulation in Europe – An ERGEG Public Consultation Paper – E06-EQS-09-03 (6 December 2006)

Towards Voltage Quality Regulation in Europe – An ERGEG Conclusions Paper – E07-EQS-15-03 (18 July 2007)

Towards Voltage Quality Regulation in Europe – ERGEG Public Consultation – Evaluation of the Comments Received – E07-EQS-15-04 (18 July 2007)

11.12. – Council of European Energy Regulators – CEER

Quality of Electricity supply: Initial Benchmarking on actual Levels, standards and regulatory strategies (April 2001)

Second Benchmarking report on quality of electricity supply (September 2003)

Third Benchmarking report on quality of electricity supply (December 2005)

4th Benchmarking report on quality of electricity supply (December 2008)

Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail (2007) – Elena Fumagalli (Politecnico di Milano), Luca Lo Schiavo (Autoritá per l'Energia Elettrica e il Gas) et Florence Delestre (Commission de régulation de l'énergie)

11.13. – Eurelectric

Power Quality in European Electricity Supply Networks – 1st edition (February 2002) – Network of Experts for standardisation

Table des matières

Le message du Collège 4

La synthèse du rapport 7

Chapitre I. – Introduction 13

Chapitre II. – Une analyse précise de la dégradation de la qualité de l'électricité a été effectuée 18

1. – La situation française en matière de qualité de l'électricité, bien que dégradée, reste satisfaisante 19

1.1. – La continuité d'alimentation s'est dégradée durant la dernière décennie 20

1.1.1. – La durée moyenne annuelle de coupure (« critère B ») est le principal indicateur de la continuité d'alimentation des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité 20

1.1.2. – Les déclinaisons du « critère B » permettent de mieux caractériser la dégradation de la qualité de l'alimentation 23

1.2. – La France est bien placée au plan européen concernant la continuité d'alimentation sur les réseaux publics de distribution d'électricité 30

1.2.1. – Le « Quatrième rapport d'évaluation et de comparaison de la qualité de l'électricité en Europe » réalisé par le Conseil des régulateurs européens de l'énergie compare avec difficulté la qualité de l'alimentation en électricité dans les différents États européens 31

1.2.2. – Cependant, selon le « Quatrième rapport d'évaluation et de comparaison de la qualité de l'électricité en Europe », la France est bien classée au niveau européen en termes de continuité d'alimentation 32

1.3. – Les attentes des utilisateurs en matière de qualité sont difficiles à cerner 34

1.3.1. – Les utilisateurs perçoivent la dégradation de la continuité d'alimentation, mais demeurent globalement satisfaits 35

1.3.2. – Les attentes des utilisateurs en matière de qualité sont variées 38

2. – De nombreux acteurs contribuent à fixer le niveau de qualité de l'électricité 42

2.1. – Les parlementaires ont souhaité garantir les objectifs et modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées aux gestionnaires de réseaux 42

2.1.1. – Les dispositions législatives relatives au niveau de qualité des réseaux publics de distribution sont inscrites dans la loi depuis 2004 42

2.1.2. – Des parlementaires s'interrogent sur de futures dispositions relatives à la qualité des réseaux électriques 43

2.2. – Le gouvernement joue un rôle important en matière de qualité d'alimentation 44

2.3. – Dans le cadre de la loi du 10 février 2000, le régulateur a mis en œuvre un cadre de régulation favorable aux investissements et à l'amélioration de la qualité 50

2.4. – Les organismes de normalisation sont contraints par la diversité des réseaux européens 51

3. – Les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux de distribution agissent en faveur de la qualité de l'alimentation sur les réseaux publics de distribution 54

3.1. – Les autorités concédantes et les collectivités territoriales propriétaires des réseaux de distribution sont parties prenantes des investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité 54

3.1.1. – Les autorités concédantes négocient et concluent les contrats de concession 54

3.1.2. – Les collectivités concédantes exercent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité 55
3.1.3. – Les autorités concédantes peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité 56
3.1.4. – Les autorités concédantes se regroupent à des fins de coopération intercommunale..... 60
3.2. – Les gestionnaires de réseaux d'électricité sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement des réseaux de distribution d'électricité 61
4. – Les parties prenantes ont des aspirations différentes quant à la qualité de l'alimentation.....65
4.1. – Les objectifs en terme de qualité de l'alimentation ne sont pas partagés par tous les acteurs...65
4.1.1. – Les dispositions réglementaires relatives aux niveaux de qualité des réseaux publics de distribution suscitent des avis plutôt réservés..... 65
4.1.2. – Les avis des parties prenantes sur le Contrat de service public concordent pour affirmer que le texte est insuffisant pour améliorer la sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité 72
4.1.3. – La régulation incitative de la continuité d'alimentation, mise en place par la CRE, vient compléter la réglementation prévue par le décret et l'arrêté « qualité »..... 73
4.2. – Les avis divergent quant à la meilleure stratégie de sécurisation des réseaux publics de distribution 75
4.2.1. – À la suite des tempêtes de 1999, le rapport « Piketty » a posé les bases d'une politique de sécurisation des réseaux publics de distribution 75
4.2.2. – Le Plan aléas climatiques, stratégie d'ERDF pour la sécurisation des réseaux publics de distribution d'électricité, ne respecte pas, selon la majorité des acteurs, les préconisations du rapport « Piketty » 76
4.2.3. – À partir du Rapport « Hauet », une proposition de loi relative à la sécurisation des réseaux de distribution d'électricité contre les intempéries liées aux changements climatiques a été déposée au Sénat 81

Chapitre III. – Des actions ont déjà été engagées et des résultats obtenus par ERDF en faveur de la qualité de l'électricité 87
1. – Face aux nouveaux enjeux, ERDF adapte son action en faveur de la qualité de l'électricité 88
1.1. – ERDF a adapté son organisation territoriale afin de rationaliser ses actions 88
1.1.1. – ERDF a adapté son organisation territoriale..... 88
1.1.2. – La nouvelle organisation managériale d'ERDF vise à rationaliser le cycle décisionnel des investissements et des dépenses de maintenance du gestionnaire de réseaux..... 96
1.1.3. – Le département de la Dordogne illustre cette évolution organisationnelle 102
1.2. – La trajectoire des investissements d'ERDF répond aux enjeux actuels de continuité d'alimentation 107
1.2.1. – L'orientation des politiques d'investissement dans les réseaux publics de distribution évolue depuis les années 1980 107
1.2.2. – Pour atteindre un réseau cible à horizon 2020, les investissements d'ERDF en faveur de la qualité reposent sur des politiques de renouvellement, de fiabilisation et de sécurisation des réseaux 110
1.2.3. – Les perspectives d'investissement en faveur de la qualité sont orientées prioritairement en direction des actions qui concourent à la fois au renouvellement, à la fiabilisation et à la sécurisation des réseaux 118
1.3. – L'exploitation et la maintenance des réseaux de distribution d'électricité se sont améliorées ..123
1.3.1. – ERDF identifie plusieurs types de maintenance 123
1.3.2. – La stratégie de maintenance d'ERDF consiste à arbitrer entre les actions préventives et curatives 124
1.3.3. – Selon la catégorie d'ouvrages, ERDF adopte une stratégie de maintenance différente .. 128
1.4. – La réponse d'ERDF aux situations de crises s'est améliorée significativement 137

1.4.1. – Les leçons des différentes tempêtes qui ont touché la France ont permis d'améliorer la réponse d'ERDF aux situations de crises 137

1.4.2. – Dans le Contrat de service public de 2005, ERDF s'est engagé à améliorer sa gestion des crises 139

1.4.3. – Le dispositif mis en place par ERDF en cas de crises répond aux objectifs fixés dans le cadre du Contrat de service public 139

2. – Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité sont les principales sources de financement des dépenses destinées à l'amélioration du niveau de la qualité de l'alimentation 156

2.1. – Le TURPE est construit de manière à donner les moyens aux gestionnaires de réseaux d'accomplir au mieux leurs missions de service public 156

2.1.1. – Le TURPE se fonde sur les charges prévisionnelles du gestionnaire de réseaux ERDF 156

2.1.2. – Le TURPE actuellement en vigueur prend en compte la trajectoire d'investissement ambitieuse proposée par ERDF 157

2.1.3. – Le compte de régulation des charges et des produits (CRCP) est un mécanisme qui assure à ERDF que l'intégralité de ses investissements sera financée par le TURPE 158

2.1.4. – Un cadre tarifaire favorable aux investissements des gestionnaires de réseaux 158

2.2. – ERDF est dans une logique privilégiant le financement sans recours à l'emprunt pour les investissements de renouvellement 159

2.3. – Le poids du financement des investissements des autorités concédantes dans le TURPE augmente alors même qu'ils ne participent que marginalement à l'amélioration de la qualité 160

Chapitre IV. – Dans un contexte incertain, les perspectives d'amélioration de la qualité de l'électricité doivent être discutées 165

1. – La qualité de l'électricité s'inscrit dans le contexte plus large de l'évolution des réseaux électriques et de leur utilisation 166

1.1. – L'afflux de production décentralisée aura un fort impact sur l'activité d'ERDF et de l'ensemble des gestionnaires de réseaux 166

1.2. – La hausse à venir de la consommation n'est pas compensée par les actions de maîtrise de la demande en énergie 167

1.3. – Les technologies de Smart grids deviendront indispensables à l'exploitation des réseaux et constitueront un des leviers de l'amélioration de la qualité de l'alimentation en électricité 170

2. – Les politiques mises en œuvre par ERDF en faveur de la qualité de l'électricité gagneraient à être plus transparentes et partagées 175

2.1. – ERDF est à la recherche d'un nouveau modus vivendi avec les autorités concédantes 175

2.1.1. – ERDF et les autorités concédantes sont amenées à faire évoluer leurs relations concessives 175

2.1.2. – La répartition de la maîtrise d'ouvrage doit être adaptée aux enjeux de qualité 176

2.1.3. – De nouveaux indicateurs de la continuité d'alimentation améliorent la transparence nécessaire au contrôle des concessions 176

2.1.4. – L'évolution de la relation entre ERDF et l'autorité concédante doit s'effectuer dans le respect des missions et compétences attribuées par la loi au gestionnaire de réseaux 177

2.2. – La régulation de la qualité doit être renforcée 178

2.2.1. – Un nouveau processus de décision des investissements, plus transparent et partagé, doit émerger 178

2.2.2. – Le développement de la régulation incitative a vocation à se poursuivre à la lumière des expériences internationales et d'un bilan du TURPE 3 180

2.3. – La recherche de l'équilibre entre « coût » et « qualité » nécessite des arbitrages 184

2.3.1. – La recherche de cet équilibre est, en pratique, très complexe 185

2.3.2. – L'amélioration significative de la qualité a nécessairement pour corollaire à moyen terme une augmentation significative du tarif 187

2.4. – La finalité des investissements sur les réseaux publics de distribution doit être réaffirmée.....189

2.4.1. – Alors que 50 % des investissements sont consacrés aux réseaux en BT, les réseaux en HTA sont déterminants pour la qualité d'alimentation et devraient faire l'objet d'investissements plus importants 189

2.4.2. – Une nouvelle organisation de la distribution d'électricité est nécessaire pour améliorer la qualité de l'alimentation en électricité 191

COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

15, rue Pasquier – 75379 Paris cedex 08 – France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 – Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr