



# Amélioration de l'information et de l'incitation sur la qualité d'alimentation d'électricité



Direction des études – Avril 2013

## Résumé

En France, la distribution d'électricité est un service public qui relève de la compétence des collectivités. Depuis 1946, dans un cadre de délégation de service public, les collectivités ont confié à EDF puis ERDF (depuis 2006) le développement et la gestion du réseau de distribution d'électricité sur la quasi-majorité du territoire français.

Le caractère monopolistique de cette activité a permis d'optimiser les investissements pour assurer le développement du réseau et l'amélioration constante de la qualité d'alimentation d'électricité. Ainsi, le temps de coupure moyen en France est passé de 400 à 50 minutes entre 1980 et 2000.

Mais à partir des années 2000, le développement à l'international du groupe EDF s'est accompagné d'une réduction des investissements sur les réseaux de transport et de distribution avec comme corolaire une rapide dégradation de la qualité d'alimentation de l'électricité et une remontée du temps moyen de coupure à 200 minutes en 2009.

Suite à la mobilisation des élus et de la Commission de régulation de l'énergie, un nouveau cadre de régulation incitatif a été instauré en 2009 avec l'élaboration du Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE 3), censé permettre une reprise des investissements et une amélioration significative de la qualité d'alimentation.

Pour autant, si l'on constate une reprise conséquente des investissements (doublés en presque 6 ans passant de 1,5 à 3 milliards d'euros) et une légère amélioration de la continuité d'alimentation au niveau national, il reste des départements délaissés et les consommateurs subissent un préjudice mal pris en compte.

Alors que le cadre de régulation de la distribution d'électricité, le TURPE, est en cours de révision par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), l'UFC-Que Choisir, informée de l'existence de disparités dans l'accès à l'électricité entre consommateurs et du manque de reconnaissance du préjudice subi par ces derniers, a décidé de s'intéresser à la qualité d'alimentation.

L'étude a consisté, d'une part, à expliquer les raisons de la dégradation de la qualité d'alimentation sur le territoire français et, d'autre part, à analyser l'efficacité des mécanismes, en particulier le cadre de régulation. L'étude de l'association montre que :

L'information permettant d'apprécier la situation réelle de la qualité d'alimentation au niveau local reste aujourd'hui largement insuffisante. Aujourd'hui seule la durée moyenne de coupure d'électricité par client et par département est diffusée.

La régulation incitative mise en place dans le cadre du TURPE 3 - censée orienter les investissements - repose sur un indicateur trop général (moyenne nationale de coupure) qui ne suffit pas à apporter une réponse concrète à la dégradation constatée. En comparaison, les régulations des autres pays européens sont, au moins sur l'indemnisation, beaucoup plus impactantes.

L'UFC-Que Choisir se doit de proposer des mesures permettant d'améliorer significativement l'information des consommateurs et de leurs représentants ainsi qu'une consolidation du cadre de régulation. Ces mesures permettront de renforcer la prise en compte du préjudice consommateur grâce à une indemnisation plus directe.

En conséquence, l'UFC-Que Choisir demande que les gestionnaires de réseaux soient obligés de diffuser plus largement, au minimum avec un site *ad hoc*, l'ensemble des informations permettant d'apprécier la qualité d'électricité, notamment la fréquence ou encore la durée des coupures. L'UFC-Que Choisir demande également la mise en place d'un mécanisme véritablement incitatif permettant d'améliorer la qualité d'alimentation. Ce dernier doit reposer sur deux piliers :

- Une approche « multi-indicateurs » de la régulation incitative pour encourager le gestionnaire de réseaux à améliorer la qualité d'alimentation pour l'ensemble des consommateurs ;
- Une indemnisation réelle et directe du consommateur qui s'appuierait sur un dédommagement progressif en fonction du temps de coupure subi.

## Contenu

<b>I. Le réseau de distribution : un maillon essentiel dans l'électricité</b>	<b>4</b>
1. La structure de l'industrie électrique	4
2. Le réseau de distribution	5
<b>II. Une amélioration globale de la continuité d'alimentation du courant très alternative</b>	<b>7</b>
1. Une amélioration de la durée moyenne de coupure au niveau national	7
2. Une diminution du temps de coupure en trompe l'œil : des territoires pas tous logés à la même enseigne	7
3. Le réseau moyenne tension, principal coupable	9
4. Comparaison européenne : une tendance à contre-courant	9
<b>III. Analyse : des investissements et un cadre de régulation insuffisants pour assurer une amélioration durable de la qualité d'alimentation</b>	<b>11</b>
1. Un sous-investissement passé difficile à rattraper	11
2. Un cadre de régulation instauré par la CRE insuffisant qui ne prend pas en compte l'hétérogénéité des situations	13
3. Le préjudice du consommateur non reconnu par les pouvoirs publics	14
<b>IV. Les demandes de l'UFC-Que Choisir</b>	<b>16</b>
1. La nécessité d'intégrer une régulation plus incitative	16
2. Une meilleure transparence sur la qualité d'alimentation	16
<b>V. Annexes</b>	<b>17</b>
1. Réseau de distribution : Qui fait quoi ?	17
2. Où va l'argent de votre facture	18

## I. Le réseau de distribution : un maillon essentiel dans l'électricité

### 1. La structure de l'industrie électrique

La libéralisation du marché de l'énergie, opérée depuis la fin des années 90, s'est accompagnée d'une profonde restructuration de l'industrie électrique française et européenne. Cela s'est traduit au niveau français, par une séparation des différentes activités anciennement concentrées sous un seul et même acteur : EDF<sup>1</sup>.



La filière électrique s'organise autour de quatre grandes activités (voir schéma ci-dessous) :

#### La production électrique (1)

La production d'électricité française est très centralisée autour de grandes unités de production. L'essentiel de la production est assuré par différentes technologies : centrales nucléaires (75 %) mais également par des installations hydrauliques (12 %), le thermique fossile comme les centrales à charbon, gaz et fioul (9 %) et les énergies renouvelables. Malgré l'ouverture à la concurrence, les moyens de production restent cependant majoritairement concentrés dans les mains d'EDF.

#### Le transport de l'électricité (2)

Le réseau de transport est destiné à acheminer des quantités importantes d'électricité sur de longues distances des centres de production vers les différents bassins de consommation. Les grandes centrales de production sont évidemment connectées à ce réseau ainsi que les gros consommateurs industriels. Sous le vocable « haute tension » ou HTB, la tension de ce réseau est supérieure ou égale à 50 000V. Le transport reste une activité monopolistique exploitée par l'entreprise Réseau de transport d'électricité (RTE), filiale du groupe EDF.

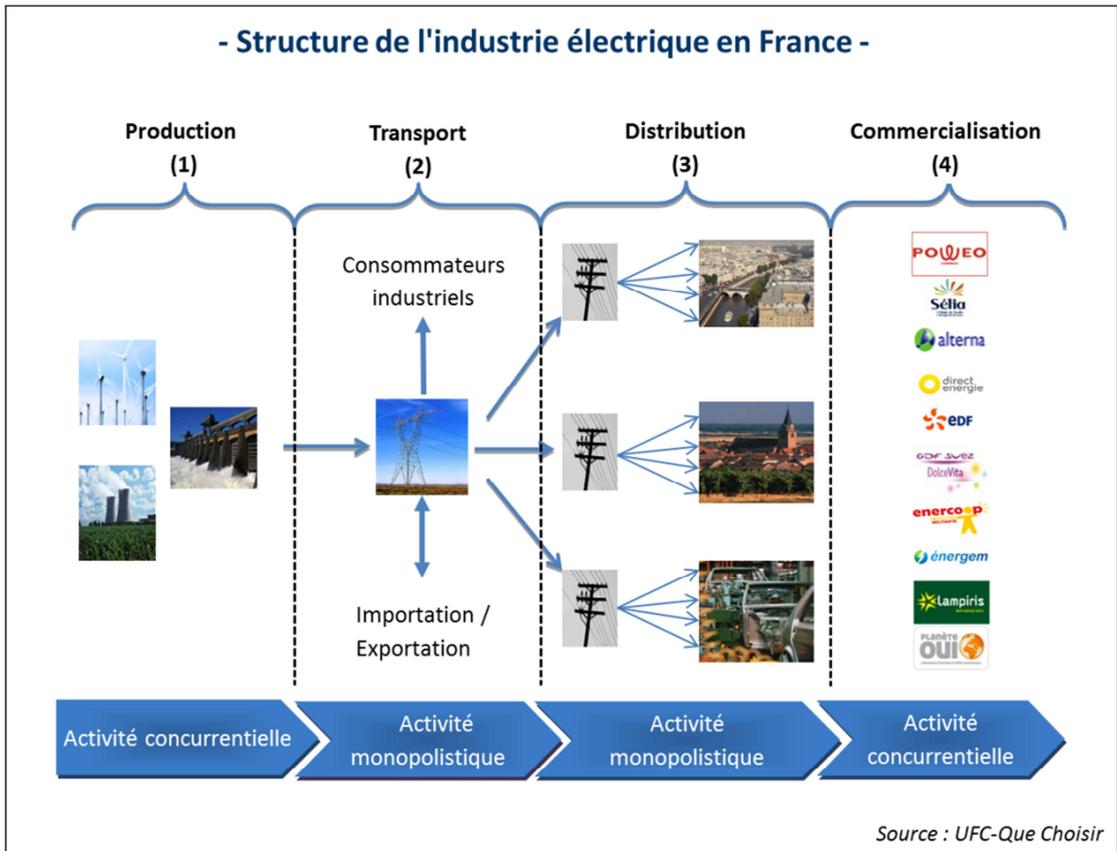
#### La distribution d'électricité (3)

Dernière boucle avant le consommateur, le réseau de distribution (propriété des communes), est destiné à acheminer l'électricité au niveau local. Comme pour le transport, la distribution reste une activité monopolistique confiée principalement à l'entreprise Electricité réseau de distribution France (ERDF - également filiale d'EDF) sur 95 % du territoire ou à des Entreprises locales de distribution (ELD), pour les 5 % restants.

#### La fourniture ou la commercialisation (4)

Cette activité, complètement ouverte à la concurrence depuis 2007, est réalisée au niveau national par des entreprises comme EDF (pour les tarifs réglementés de vente) et par les fournisseurs alternatifs (pour les tarifs de marché).

<sup>1</sup> EDF avait le statut d'EPIC (Etablissement public à caractère industriel et commercial) et a été transformé en Société anonyme à partir de la loi du 9 août 2004.



Source : UFC-Que Choisir

Le financement des activités de distribution se fait essentiellement grâce au Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) que l'on retrouve dans l'abonnement d'électricité payé par l'ensemble des consommateurs. Le financement des activités de distribution représente environ 23 % de la facture (voir annexe sur les détails de la facture).

## 2. Le réseau de distribution

Les réseaux de transport public de distribution permettent d'acheminer l'électricité des réseaux de transport vers le consommateur final. Au niveau du réseau de distribution, on distingue la moyenne tension ou HTA (entre 15 000V et 20 000V) qui alimente le réseau basse tension ou BT (400V et 230V) situé en aval. En France, le réseau moyen et basse tension représente (fin 2011) 1 305 200 km de lignes, composés de 613 200 km de lignes moyenne tension (dont 43 % en souterraines) et de 692 000 km de lignes basse tension (dont 40 % en souterraines), et desservant 35 millions de clients.



**- Longueur et structure du réseau français  
de distribution d'électricité -**

Réseaux en km	2011	Part en %
<b>Total Basse Tension (BT)</b>	<b>692 000</b>	
<i>BT aérien nu &amp; torsadé</i>	415 100	60%
<i>BT souterrain</i>	276 900	40%
<b>Total Moyenne Tension (HTA)</b>	<b>613 200</b>	
<i>HTA aérien</i>	351 700	57%
<i>HTA souterrain</i>	261 500	43%
<b>Total BT + HTA</b>	<b>1 305 200</b>	

*Sources : UFC Que Choisir d'après données CRE*

## II. Une amélioration globale de la continuité d'alimentation du courant très alternative

Depuis la fin des années 90, il a été constaté une dégradation de la continuité d'alimentation des réseaux publics de distribution qui se caractérise principalement par une baisse de la fiabilité des réseaux. La mobilisation de l'ensemble des acteurs a permis d'arrêter l'hémorragie au niveau national sans pour autant inverser totalement la tendance.



### 1. Une amélioration de la durée moyenne de coupure au niveau national

Le temps moyen de coupure au niveau national a fortement décliné au cours des années 1980 et 2000, passant ainsi de plus de 500 minutes à presque 50 minutes. A partir des années 2000, la continuité d'alimentation s'est ensuite progressivement détériorée pour atteindre un pic à 198 minutes en 2009<sup>2</sup>. Depuis 2010, le temps moyen de coupure a légèrement diminué pour atteindre 73 minutes en 2011<sup>3</sup>. Ce temps moyen reste cependant largement au-dessus des 50 minutes atteintes en 2002 qui demeure une année de référence en France.

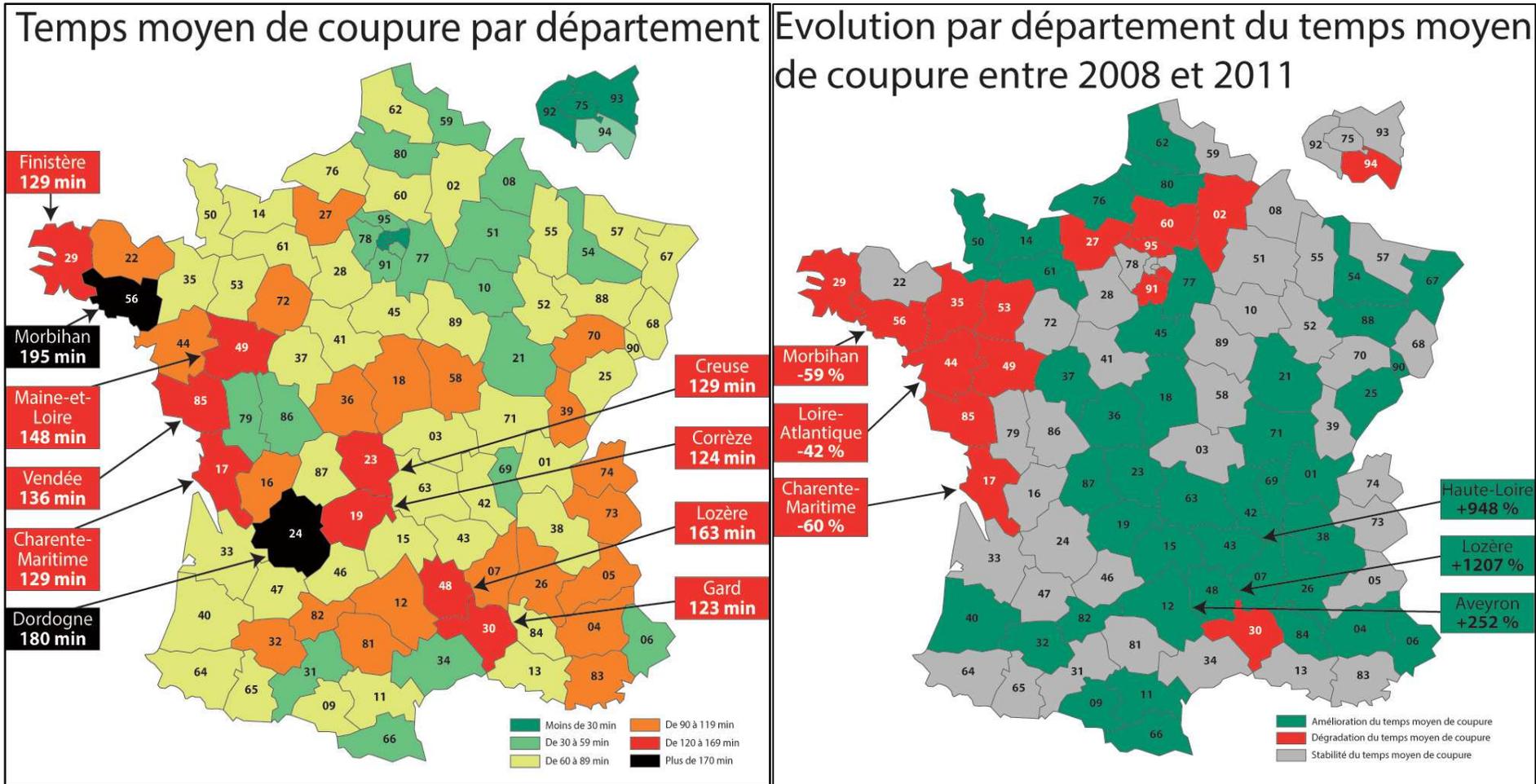
### 2. Une diminution du temps de coupure en trompe l'œil : des territoires pas tous logés à la même enseigne

Si l'on constate une amélioration relative de la continuité d'alimentation au niveau national, il n'en reste pas moins que des écarts importants perdurent entre les départements comme on peut le constater dans la carte de gauche ci-dessous. Ainsi en 2011, alors que des départements d'Ile-de-France connaissent un temps de coupure de moins de 30 minutes (Paris, 20 minutes), d'autres comme le Morbihan ou la Dordogne dépassent allègrement les 180 minutes de coupure, soit plus de deux fois le temps moyen de coupure au niveau national. De plus, moins de la moitié des départements étudiés (43 sur 94) sont en-dessous du temps moyen de coupure national (75 minutes) et seulement un peu plus d'un quart des départements sont en-dessous de l'heure de coupure.

Pire encore, comme on peut le constater dans la carte de droite ci-dessous, qui présente les évolutions du temps moyen de coupure entre 2008 et 2011, certains départements comme le Morbihan, la Loire-Atlantique ou encore la Charente-Maritime voient leur temps moyen de coupure s'aggraver alors qu'une grande partie des territoires connaissent une stabilisation ou une amélioration de leur temps de coupure.

<sup>2</sup> Les temps de coupure moyens intègrent la tempête Klaus de 2009 (1,7 million de clients privés d'électricité), la tempête Quentin de 2010 (930 000 clients privés d'électricité) et la tempête Xynthia en 2011 (1,3 million de clients privés d'électricité).

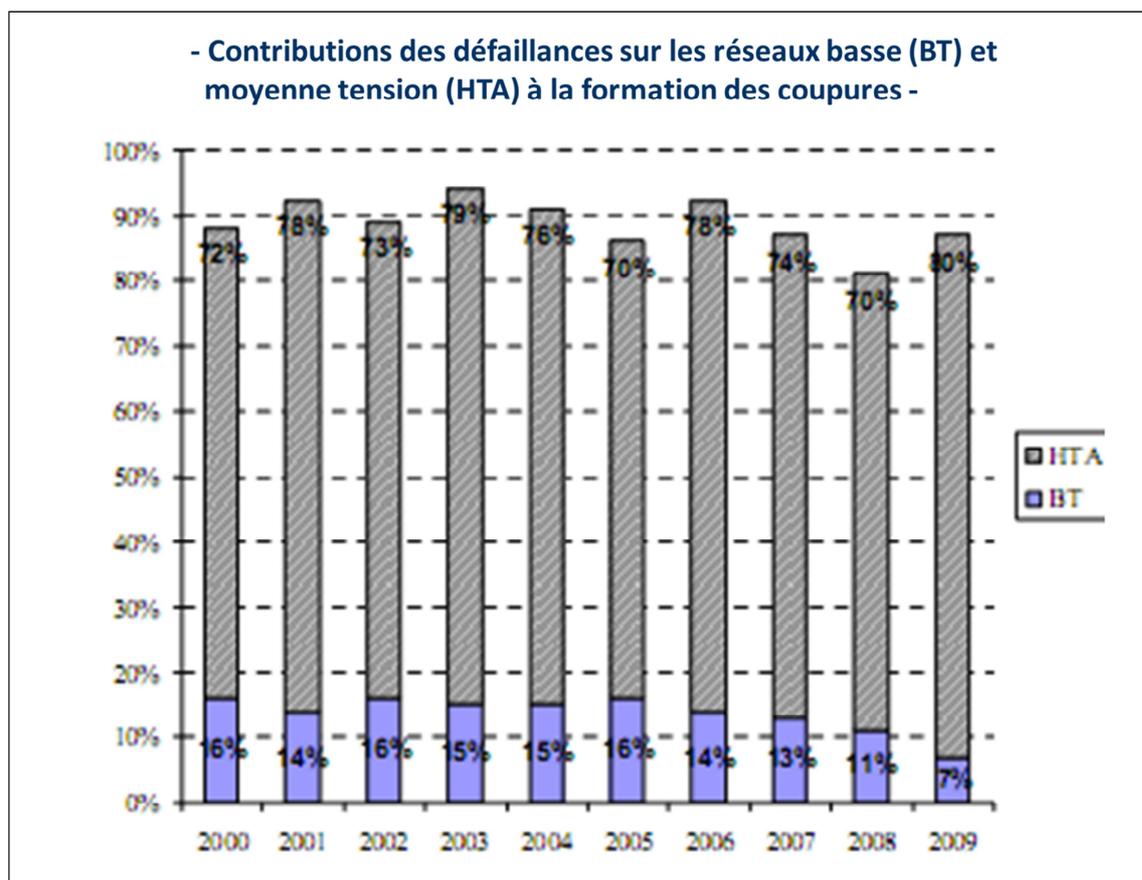
<sup>3</sup> Les chiffres de 2012 n'ont pas encore été diffusés par ERDF.



UFC-Que Choisir d'après les données ERDF

### 3. Le réseau moyenne tension, principal coupable

Le réseau moyenne tension HTA permet d'amener l'électricité du réseau de transport vers le réseau basse tension situé en aval. Le réseau HTA est à l'origine de la dégradation de la continuité de l'alimentation. En effet, comme le montre le graphique ci-dessous, le réseau en HTA, est responsable d'environ de 70 à 80 % des défaillances (alors que le réseau BT est à l'origine de 7 à 15 % des défaillances).



Source FNCCR<sup>4</sup>

### 4. Comparaison européenne : une tendance à contre-courant

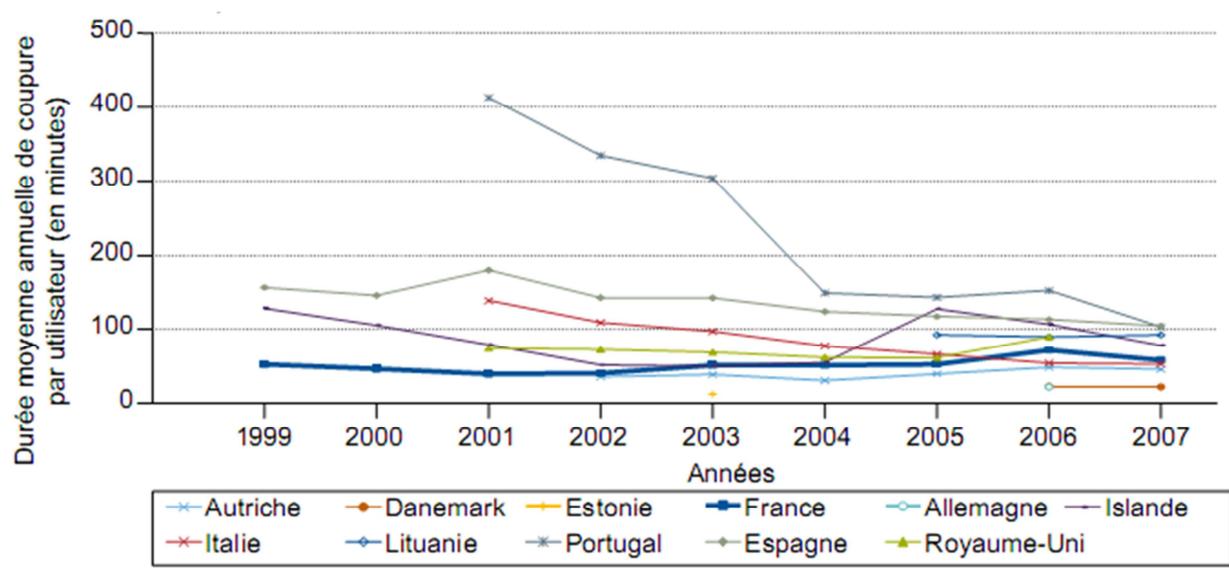
En termes de continuité d'alimentation la France est bien positionnée en Europe.

L'analyse du CEER (Council of european energy regulators) s'appuyant sur les mesures effectuées dans chaque État montre que : « Au niveau européen, la continuité d'alimentation s'est globalement et notablement améliorée lors des 10 dernières années ». Comme on peut le voir dans le graphique suivant, seule la France connaît une tendance dans la dégradation de son réseau. De plus, à partir de 2002, on constate dans le graphique ci-dessous un décrochage par rapport à l'Allemagne.

En 2007, le temps moyen de coupure (hors événements exceptionnels) en France (68 minutes) était quasiment deux fois plus important que le temps de coupure allemand (36,5 minutes), alors qu'il était comparable au début de la décennie.

<sup>4</sup> Fédération nationale des collectivités concédantes et régies.

**- Comparatif européen : durée moyenne annuelle des coupures par utilisateur et par an (hors évènements exceptionnels) -**



Source : CRE

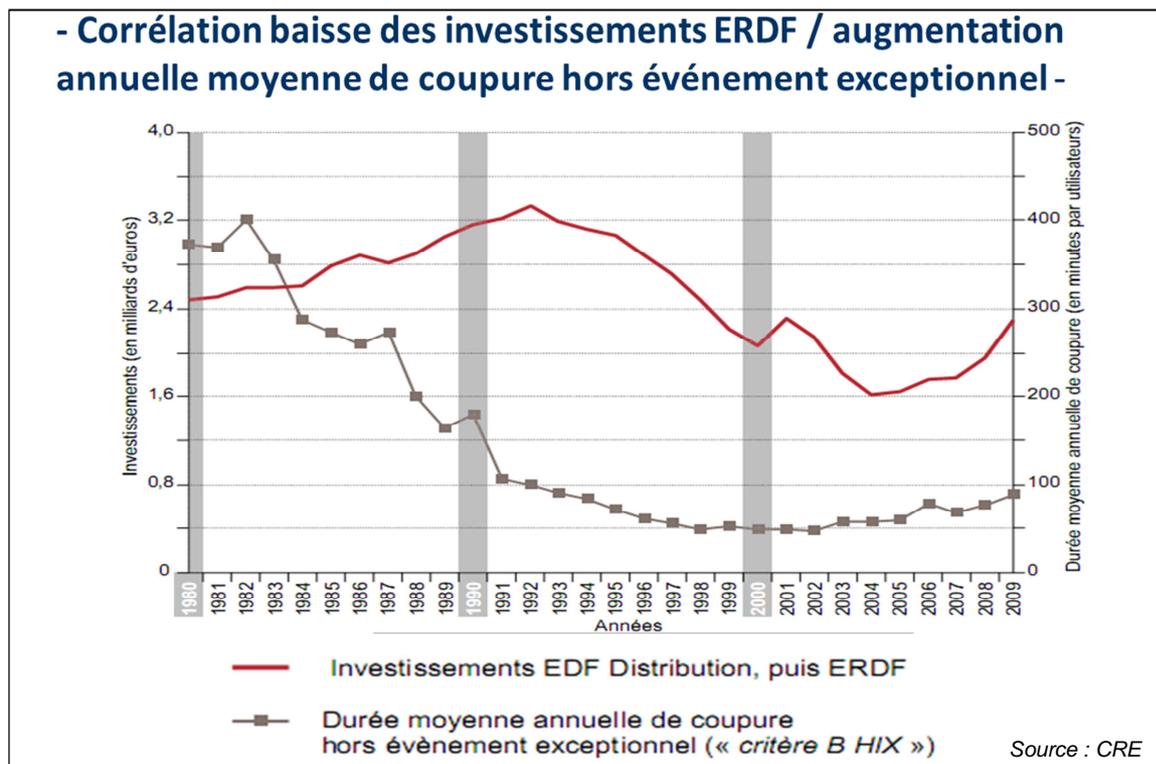
### III. Analyse : des investissements et un cadre de régulation insuffisants pour assurer une amélioration durable de la qualité d'alimentation

#### 1. Un sous-investissement passé difficile à rattraper



Un effort financier considérable a été réalisé dans les années 80 pour améliorer la qualité des réseaux. A partir des années 90, EDF a réduit les investissements sur les réseaux de distribution sur le territoire français. Le niveau d'investissement a atteint son plus bas niveau historique au début des années 2000. Ce n'est qu'à partir de 2005 que les investissements connaissent une inversion de tendance.

La baisse des investissements du principal gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité<sup>5</sup>, entre 1998 et 2005, est régulièrement invoquée pour expliquer la dégradation de la qualité de l'alimentation. 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 événement exceptionnel.



Comme le souligne la Cour des comptes dans son rapport annuel 2013, l'investissement a baissé au milieu des années 90 pour atteindre des niveaux assez faibles dans les années 2000, « période correspondant au développement international du groupe EDF ».

La principale conséquence : un vieillissement accéléré du réseau.

Le sous-investissement sur les réseaux de distribution s'accompagne d'un renouvellement plus lent des anciens équipements qui a pour conséquence directe une augmentation de l'âge moyen du réseau.

<sup>5</sup> EDF puis sa filiale ERDF.

Ainsi, au début des années 2000, lorsque les réseaux de distribution d'électricité étaient encore exploités par EDF, l'âge moyen du réseau était estimé à 25 ans. En 2008, l'âge moyen des réseaux est estimé à 30 ans. On assiste donc à un vieillissement extrêmement rapide du réseau au cours des années 2000.

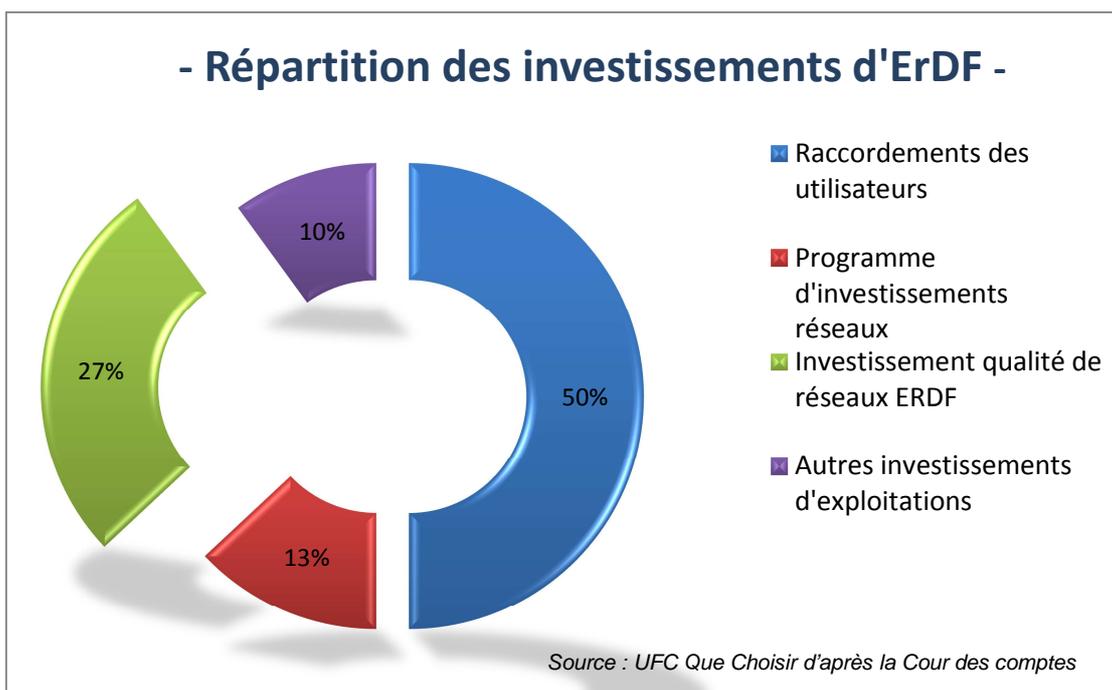
Or, la FNCCR, dans son rapport 2009<sup>6</sup>, montre que le vieillissement des lignes a un impact sur la qualité d'alimentation. Notamment, l'augmentation de l'âge moyen des réseaux s'accompagnerait d'une augmentation des incidences sur ces derniers.

#### a. Des besoins de financement considérables pour rattraper le retard

En 2011, les investissements annuels d'ERDF dans le réseau de distribution représentent environ 3 milliards d'euros (soit presque le double de 2004) et ceux des autorités concédantes sont estimés à un peu moins d'1 milliard d'euros.

Cependant, comme le signale la Cour des comptes dans son rapport de 2013, les investissements d'ERDF ne sont « pas un bon indicateur pour mesurer l'effort consenti par l'entreprise en faveur de la qualité de la desserte ».

En effet, plus de la moitié des investissements sont aujourd'hui imposés à ERDF (exemple des raccordements d'utilisateurs pour plus d'1,5 milliard d'euros), comme le montre le graphique ci-dessous, et ne contribuent pas réellement à l'amélioration de la qualité d'alimentation. Ainsi, sur les 3 milliards d'euros investis, seuls 826 millions d'euros sont orientés vers les investissements permettant d'améliorer la qualité des réseaux de distribution.



Toujours selon la Cour des comptes, pour entretenir et améliorer la qualité de la distribution, les investissements consacrés à la qualité et aux réseaux intelligents devraient atteindre plus de 2 milliards d'euros par an en 2020. Ces niveaux d'investissement risquent de faire considérablement augmenter le TURPE payé par les consommateurs qui subiront déjà une augmentation de l'ensemble des postes de la facture comme la fourniture, la contribution au service public de l'électricité (voir en annexe la décomposition de la facture).

<sup>6</sup> [http://www.energie2007.fr/images/upload/2009-09-15\\_rapport\\_fnccr\\_2009\\_final.pdf](http://www.energie2007.fr/images/upload/2009-09-15_rapport_fnccr_2009_final.pdf)

Au regard de l'évolution de la facture d'électricité, nous voyons bien que la soutenabilité pour le consommateur d'un tel investissement risque d'être complexe. La tentation est grande de laisser filer continuellement le niveau du TURPE payé par le consommateur sans réfléchir sur d'autres ressources possibles.

#### b. Quand l'électricité ne paye pas l'électricité : le cas de la Taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE)

Dans une logique de « l'électricité paye l'électricité », une partie de la taxe sur la consommation finale d'électricité peut constituer une source de financement des réseaux supplémentaires.

En effet, aujourd'hui, dans sa facture d'électricité, le consommateur paye la Taxe sur la consommation finale d'électricité ou TCFE. Elle représente en moyenne 6,3 % de la facture.

Cette taxe est perçue par les communes et les départements qui en décident le niveau (vote avant le 1<sup>er</sup> octobre de chaque année). Pour l'année 2013, le montant a été plafonné à 9,315 €/MWh (pour une puissance souscrite inférieure à 36KV<sub>a</sub>). Ainsi pour une facture moyenne de 800€<sup>7</sup> payée par le consommateur, la TCFE peut représenter jusqu'à 56€/an. Pour la période de 2012, les recettes de cette taxe atteignent environ 1,9 milliard d'euros.

Le mécanisme est simple puisque les recettes de cette taxe sont collectées par les fournisseurs à travers la facture et reversées aux communes (ou établissements publics de coopérations intercommunales), et aux départements. Fait important, aucune obligation ne pèse sur les communes ou les départements quant à l'affectation des recettes (voir annexe 1 pour la répartition). C'est-à-dire que si elles le souhaitent, les produits de cette taxe peuvent être intégrés au budget et affectés à d'autres dépenses qui ne relèvent pas de l'électricité.

Selon la Cour des comptes en 2011, sur les 1,7 milliard d'euros de cette taxe, seuls 400 millions d'euros sont clairement fléchés pour permettre la réalisation des travaux sur le réseau de distribution.

On peut légitimement s'interroger sur le fonctionnement et l'intérêt de cette taxe. Au regard de l'état du système de distribution, des besoins d'investissement et du niveau de la facture, il semble essentiel de réaffecter la majeure partie cette taxe dans le financement de l'électricité afin d'assurer un financement durable nécessaire à la qualité d'alimentation.

## 2. Un cadre de régulation instauré par la CRE insuffisant qui ne prend pas en compte l'hétérogénéité des situations

Depuis 2009, la CRE a introduit dans le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) payé par le consommateur, un cadre de régulation censé inciter le gestionnaire de réseaux à améliorer la qualité du service, la qualité d'alimentation et la réduction de ses coûts. Le mécanisme repose principalement sur un Bonus/Malus qui récompense les efforts et sanctionne les manquements du gestionnaire de réseaux de distribution.

### **Incitation à l'amélioration de la continuité d'alimentation : la double peine pour les consommateurs mal alimentés**

Dans le cadre du TURPE 3, la Commission de régulation de l'énergie a introduit un mécanisme d'incitation sur la qualité d'alimentation. L'incitation porte principalement sur la durée moyenne de coupure sur incident (hors événement exceptionnel) au niveau national. Ainsi, ERDF est incitée par un bonus (qui augmente le niveau du TURPE payé par le consommateur) s'il dépasse le temps de

<sup>7</sup> Consommation de 6Mwh avec une puissance souscrite de 9kva.

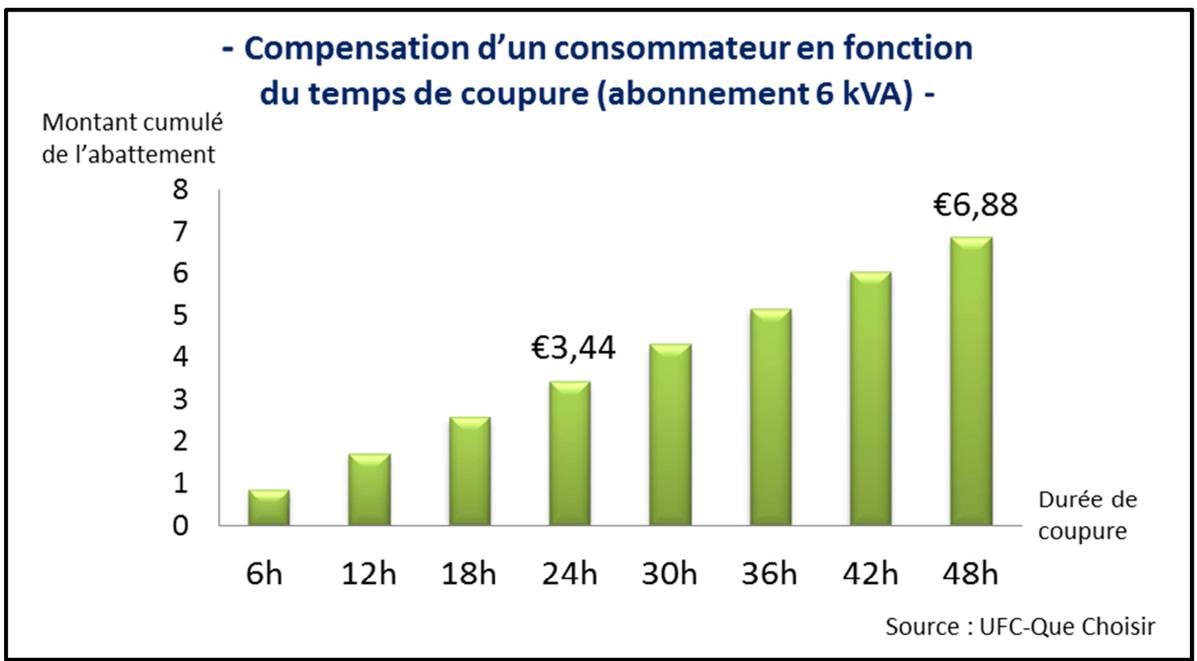
référence de coupure fixé par la Commission de régulation de l'énergie. Inversement, il paye un malus (réduit le TURPE) s'il ne respecte pas le temps de référence moyen de coupure au niveau national.

En 2011, la CRE avait fixé le niveau à 52 minutes<sup>8</sup>. Au titre de 2011, ERDF a perçu sur la base de la durée moyenne de coupure nationale, un bonus d'environ 7,5 millions d'euros. Au regard des disparités dans la continuité d'alimentation au niveau départemental vues précédemment, on peut s'interroger sur l'efficacité de ce mécanisme. En effet, l'indicateur ici utilisé étant une moyenne, il est évidemment plus efficace pour le gestionnaire de réseaux d'investir dans les zones les plus peuplées pour améliorer le temps moyen de coupure plutôt que dans les zones faiblement peuplées qui ne modifient qu'à la marge l'indicateur. Certains consommateurs se retrouvent à participer à un bonus alors que dans le même temps ils subissent une mauvaise qualité d'alimentation.

### 3. Le préjudice du consommateur non reconnu par les pouvoirs publics

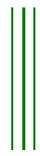
Selon l'article 6 du décret du 26 avril 2001, la part fixe du TURPE fait l'objet d'un abattement forfaitaire en cas de coupure de fourniture supérieure à 6 heures imputable à une défaillance du réseau public de transport ou d'un réseau public de distribution (mécanisme du 2% - 6heures). Ce dispositif mis en place après la tempête de 1999 avait pour objectif d'inciter financièrement ERDF à rétablir les alimentations le plus rapidement possible en cas de coupure longue. A titre d'exemple, en 2009 lors de la tempête Klaus, le dispositif d'abattement a coûté 15 millions d'euros pour environ 1,7 million de clients touchés par les coupures.

L'abattement forfaitaire s'établit à 2 % du montant annuel de la part fixe du TURPE par tranche de 6 heures de coupure continue. Autrement dit, lorsque le consommateur subit une coupure de courant lié au réseau de distribution ou de transport, il a droit à une compensation de 0,86€ HT par période de 6 heures à la condition que la coupure soit continue. Ainsi, comme le montre le graphique suivant, pour une coupure de presque 2 jours l'abattement n'atteint pas les 10€ HT.

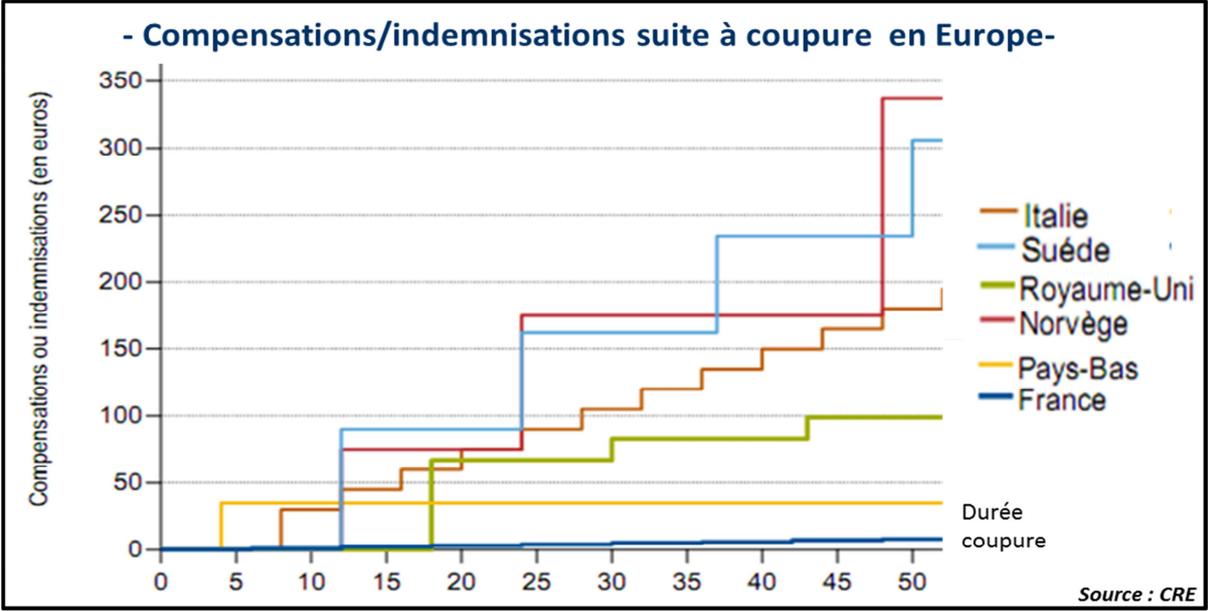


A titre de comparaison, sur la même période de temps de coupure, les consommateurs Suédois et les Norvégiens bénéficient de niveaux de remboursement dépassant les 150€ (voir schéma ci-dessous).

<sup>8</sup> Ce temps de référence ne prend pas en compte les durées de coupure liée à des travaux et aux évènements exceptionnels.



Ces systèmes ont des niveaux de progressivité beaucoup plus importants et par conséquent un caractère beaucoup plus incitatif.

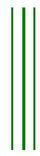


Or, dans une enquête menée par RTE auprès d'un panel de consommateurs français, le préjudice moyen d'un consommateur est estimé à plus de 140€ au-delà de 6 heures de coupure. Par conséquent, le dispositif actuel est loin de reconnaître le préjudice réel subi par le consommateur suite à une coupure.

Comme l'explique clairement le Médiateur de l'énergie dans une recommandation<sup>9</sup> « Cet abattement correspond au remboursement du service relatif à l'entretien du réseau dont le consommateur n'a pu bénéficier durant la coupure. En tout état de cause, cette somme, ne saurait tenir lieu de dédommagement.... ».

Par ailleurs, au vu du caractère dérisoire des sommes versées au consommateur, on peut s'interroger sur le caractère incitatif de cette mesure. En effet, économiquement, le gestionnaire n'a aucun intérêt à s'engager dans des investissements d'amélioration du réseau de distribution car leur coût est toujours supérieur au coût de la compensation qu'il devrait octroyer au consommateur en cas de coupure.

<sup>9</sup> Recommandation n°2011-0766 PG du Médiateur national de l'énergie.



## IV. Les demandes de l'UFC-Que Choisir

Afin d'améliorer et de conserver un réseau de distribution de bonne qualité, il est nécessaire d'aller plus loin dans les dispositifs d'incitation et de contrôle. L'activité de distribution d'électricité est actuellement dans un nouveau cycle d'investissement qui doit concilier qualité d'alimentation, accès et évolution technologique (décentralisation de la production, réseaux intelligents). Au regard des sommes mobilisées, il est essentiel de bien orienter et rationaliser les investissements.

A ce titre, il est nécessaire de revoir profondément les dispositifs d'incitation afin qu'ils concilient les intérêts du gestionnaire de réseaux, des autorités concédantes et des consommateurs. Par ailleurs, afin que les acteurs concernés (autorité organisatrice, consommateurs...), puissent mieux contrôler la qualité d'alimentation d'électricité, il semble essentiel de renforcer l'obligation de transparence sur les données permettant d'apprécier la qualité du service public de distribution de l'électricité.

### 1. La nécessité d'intégrer une régulation plus incitative

Nous avons constaté dans l'étude que le cadre incitatif mis en place par la Commission de régulation de l'énergie et par les pouvoirs publics ne suffisait pas. L'UFC-Que Choisir propose des pistes de réflexion permettant de renforcer ces mécanismes et rendre le système actuel plus efficace.

#### a. Une approche multicritères de la régulation afin d'améliorer la qualité d'alimentation

Les mécanismes de régulation instaurés par la Commission de régulation de l'énergie portent essentiellement sur la durée moyenne de coupure à une échelle nationale. Or, ce niveau ne permet pas d'apprécier les disparités dans la continuité d'alimentation au niveau départemental et les différents aspects de la qualité d'alimentation.

Nous proposons de mettre en place une approche « multicritères » permettant de mieux orienter les investissements du gestionnaire de réseaux. Sans préfigurer de la pertinence de certains critères, un schéma d'incitation pourrait, par exemple, reposer sur la fréquence moyenne de coupure comparable à celui sur la durée de coupure. La prise en compte de l'onde de tension, susceptible d'altérer le fonctionnement des appareils électriques raccordés au réseau, peuvent également constituer un indicateur intéressant. Tout comme des critères qui permettent de refléter les disparités sur l'ensemble du territoire.

#### b. Un véritable mécanisme d'indemnisation

Afin de renforcer l'incitation du gestionnaire de réseau, il est nécessaire de renforcer le mécanisme du « 2% - 6 heures ». Ainsi un système qui s'inspire des dispositifs de nos voisins européens pourrait être imaginé afin de permettre de verser une véritable indemnisation et ainsi reconnaître d'une part, le préjudice subi par les consommateurs (manque de chauffage en hiver, denrées alimentaires perdues...) avec une indemnisation plus appropriée, et d'autre part, introduire une meilleure incitation pour le gestionnaire de réseau.

### 2. Une meilleure transparence sur la qualité d'alimentation

L'information sur la qualité d'alimentation n'est que partielle. Dans le cadre de cette étude, il nous a été difficile de collecter un ensemble de données. La durée moyenne de coupure par client reste le principal indicateur diffusé par ERDF. Or, la qualité de coupure repose aussi sur la fréquence des coupures ou encore sur la tenue de la tension (fréquence, tension...).

La disponibilité de ces informations sur un site *ad hoc* est aujourd'hui nécessaire afin que tous les consommateurs, autorités organisatrices, puissent apprécier la qualité du service public de l'électricité.

## V. Annexes

### 1. Réseau de distribution : Qui fait quoi ?

En France, la distribution d'électricité est un service public qui relève de la compétence des collectivités. Depuis 1946<sup>10</sup>, dans un cadre de délégation de service public, les collectivités ont confié à EDF puis ERDF (depuis 2006) le développement et la gestion du réseau de distribution d'électricité sur la quasi-majorité du territoire français. Une organisation complexe de l'activité de distribution d'électricité :

#### a. Deux acteurs en charge des réseaux de distribution

La distribution d'électricité est aujourd'hui assurée soit sous un régime de la concession de service public, soit sous celui d'une gestion directe par les communes. Une concession de service public est un contrat par lequel une personne publique (l'autorité organisatrice) confie à un tiers public ou privé (le concessionnaire) la gestion d'un service public pour une durée déterminée.

**Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité**, c'est-à-dire les communes, délèguent à un concessionnaire la mission de distribuer de l'électricité.

« Selon la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, les autorités organisatrices « 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 ».

Les communes peuvent déléguer l'ensemble de leurs prérogatives à un syndicat intercommunal. Actuellement, dans la distribution d'électricité, il existe environ 736 concessions dont 537 communales et 199 intercommunales.

**Le concessionnaire** exploite le service public à ses frais et supporte les risques dans les conditions fixées par un cahier des charges pour les concessions et se rémunère de manière directe ou indirecte auprès des consommateurs. En France, ERDF et les Entreprises locales de distribution (ELD) assurent la distribution d'électricité. ERDF assure en quasi-monopole la distribution d'électricité sur 95 % du territoire alors que les 160 ELD assurent la distribution sur les 5 % restants<sup>11</sup>.

Le quasi-monopole d'ERDF sur la distribution d'électricité permet d'assurer d'une part, des économies d'échelle et d'autre part, la péréquation des tarifs sur l'ensemble du territoire.

#### b. Une répartition des travaux entre concessionnaire et autorités concédantes complexe

La répartition des travaux entre concessionnaire et autorités concédantes dépend du statut de la commune. Ainsi, on distingue le régime rural et le régime urbain. Normalement, selon le statut des communes, la répartition des compétences entre concessionnaire et concédants est différente :

- En régime rural, les autorités concédantes assurent la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux en basse tension (extension, renforcement, sécurisation et esthétique). Le concessionnaire exploite et maintient le réseau basse/moyenne tension et les travaux sur la moyenne tension. Ces travaux sont financés par les collectivités et à ce titre, elles peuvent recevoir des subventions du Fonds d'amortissement des charges d'électrification<sup>12</sup>.

<sup>10</sup> Loi de nationalisation de l'électricité.

<sup>11</sup> 2 800 communes et plus de 3,5 millions d'habitants desservis par des ELD.

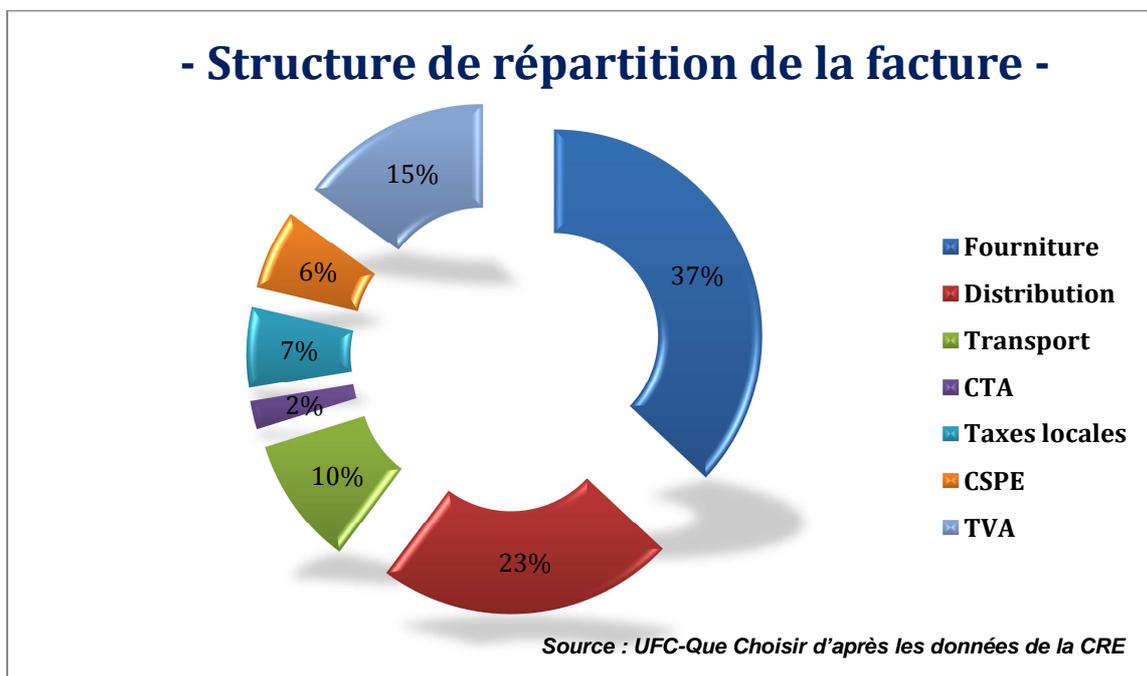
<sup>12</sup> Ces aides sont ventilées chaque année entre les départements par les Ministres chargés de l'agriculture et de l'énergie, après avis du conseil du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ). Ces répartitions sont basées sur une évaluation globale des besoins de chaque département. Chaque département répartit ensuite sa dotation entre les différentes collectivités maîtres d'ouvrage concernées qui réalisent les travaux. (Source : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/L-electrification-rurale-et-le.html>)

- En régime urbain, les autorités concédantes, prennent en charge uniquement les travaux d'enfouissement et d'amélioration de l'esthétique des réseaux. Le concessionnaire prend en charge la gestion, la maintenance et le développement des réseaux en particulier les travaux d'extension, de renforcement et de sécurisation.

Si sur le papier cette distinction semble très claire, sur le terrain, l'organisation est beaucoup plus complexe et les frontières au niveau des responsabilités est plus poreuse.

## 2. Où va l'argent de votre facture

Les 6 grands ensembles de la facture d'électricité :



### La part fourniture de la facture

La part fourniture représente 37 % de la facture. Elle repose sur l'électricité que vous consommez (nombre de Kwh) et permet aux fournisseurs de couvrir leurs coûts d'achat et/ou de production d'électricité mais également les coûts de commercialisation (service clients, promotions...). Elle est la principale ressource des acteurs situés dans les activités de production et de commercialisation. Hormis pour les tarifs réglementés fournis par EDF et fixés par les pouvoirs publics, les tarifs de fourniture de l'électricité sont fixés librement par les fournisseurs. Au niveau des prix de l'électricité cohabitent :

- **Les « tarifs réglementés de vente »** fixés par le Ministère en charge de l'économie et de l'énergie et contrôlés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Seuls EDF et dans certains cas, des fournisseurs historiques locaux (Gaz Electricité de Grenoble, Electricité de Strasbourg...), peuvent proposer des tarifs réglementés.
- **Les « prix de marché »**, où à la fois les fournisseurs historiques et les fournisseurs alternatifs (Direct Energie, Lampiris, Poweo...) proposent des offres à prix de marché, ces derniers étant fixés librement par les fournisseurs.

## **Le financement des activités de transport et de distribution**

Les activités de distribution et de transport représentent environ 33 % de la facture : répartie entre le transport (10 % de la facture) et la distribution (23 % de la facture). Les recettes du TURPE permettent de financer le développement et l'entretien des réseaux de distribution et de transport.

Le financement de ces activités se fait essentiellement grâce au Tarif d'utilisation du réseau d'électricité (TURPE) que l'on retrouve dans l'abonnement d'électricité payé par l'ensemble des consommateurs.

En valeur, cela représente un peu plus de 11 milliards d'euros par an, répartis entre ERDF qui gère le réseau de distribution (74 % du produit) et RTE qui gère le réseau de transport (26 % du produit). Etant des activités en monopole comme nous l'avons vu précédemment, les tarifs sont fixés par le Ministère en charge de l'économie et de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

## **La Contribution au service public de l'électricité (CSPE)**

La CSPE représente environ 6,3 % de la facture du consommateur et en volume plus de 4,25 milliards d'euros. Avec une taxe de 0,0135€/kWh (en 2013), la CSPE est destinée à financer :

- Les surcoûts liés à l'obligation d'achat de l'électricité issue de la cogénération et des énergies renouvelables, en volume cela représente 2,6 mds d'euros ;
- Les surcoûts liés à la production afin d'assurer la péréquation tarifaire avec les zones non interconnectées, soit un peu moins de 1,3 md d'euros ;
- Le financement des dispositifs sociaux destinés aux personnes en situation de précarité avec 96,3 millions d'euros.

## **Les Taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE)**

La TCFE représente environ 6,3 % de la facture et son niveau est déterminé par les communes et les départements (vote avant le 1<sup>er</sup> octobre de chaque année). Leur montant pour l'année 2013 a été plafonné à 9,315€/MWh (pour une puissance souscrite inférieure à 36KVa). Les recettes de cette taxe sont collectées par les fournisseurs et reversées aux communes (ou établissements publics de coopérations intercommunales) et aux départements. Aucune obligation ne pèse sur les communes ou les départements quant à l'affectation des recettes perçues.

## **La Contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**

La CTA représente environ 2 % de la facture et permet de financer « les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel ». La CTA dépend de la catégorie du client et est assise sur la part fixe hors taxe du TURPE. Elle est constituée d'un pourcentage (21 %) du prix d'acheminement de l'électricité (abonnement).

## **La Taxe sur la valeur ajoutée (TVA)**

La TVA représente environ 15 % de la facture. Le taux de 5,5 % s'applique sur l'abonnement d'électricité et la CTA alors que les parties fourniture, CSPE et TCFE sont assujetties à 19,6 %. Ici encore, comme pour les carburants automobiles, on applique une TVA sur plusieurs taxes.