



# Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel

Rapport 2012-2013

Janvier 2014

# Sommaire

Synthèse .....	3
Présentation générale .....	9
1. Missions de la CRE concernant l'observation et la surveillance des marchés de détail .....	9
2. Méthodologie de la surveillance des marchés de détail.....	9
3. Étapes de l'ouverture du marché de l'électricité .....	11
4. Étapes de l'ouverture du marché du gaz naturel .....	13
<b>SECTION 1 – État des lieux au 31 décembre 2012 .....</b>	<b>15</b>
<i>Introduction : la perception des marchés de détail par les consommateurs</i>	15
1. Électricité.....	16
1.1. Acteurs de marché .....	16
1.2. Bilan de l'ouverture du marché de l'électricité au 31 décembre 2012 .....	17
1.3. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail .....	27
2. Gaz naturel.....	30
2.1. Acteurs de marché .....	30
2.2. Bilan de l'ouverture du marché du gaz au 31 décembre 2012 .....	31
2.3. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail .....	42
<b>SECTION 2 - La fourniture.....</b>	<b>46</b>
1. Conditions de fourniture en électricité .	46
1.1. Analyse des coûts de fourniture des fournisseurs historiques .....	46
1.2. Conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs d'électricité .....	52
2. L'économie des tarifs réglementés de vente d'électricité	62
2.1. La couverture des coûts d'EDF .....	63
2.2. La contestabilité des tarifs réglementés par les fournisseurs alternatifs.....	66
3. Conditions de fourniture en gaz naturel	69
3.1. Analyse des coûts de fourniture de GDF SUEZ.....	69
3.2. Les coûts de fourniture des ELD en gaz naturel .....	73
3.3. L'approvisionnement des fournisseurs en gaz naturel .....	74
4. L'économie des tarifs réglementés de vente de gaz	78
4.1. La couverture des coûts de GDF SUEZ par les tarifs réglementés de gaz .....	78
4.2. La contestabilité des tarifs réglementés par les fournisseurs alternatifs.....	80
<b>SECTION 3 – Les offres et les prix.....</b>	<b>83</b>
1. Les offres pour les consommateurs résidentiels	85
1.1. Analyse des prix sur le marché de détail de l'électricité .....	85
1.2. Analyse des prix sur le marché de détail du gaz naturel.....	91
1.3. Appel d'offres.....	99
2. Les politiques commerciales des fournisseurs	100
3. Suivi des processus clés .....	102
4. Les dispositifs sociaux.....	105
4.1. Automatisation et extension de l'attribution.....	105
4.2. Elargissement des critères d'éligibilité et modification du format des aides .....	107
4.3. Le poids des frais de gestion .....	108
5. Les offres aux consommateurs professionnels	109
5.1. Analyse des prix sur le marché de détail de l'électricité .....	109

5.2.	Contrats long terme EDF .....	110
5.3.	Les stratégies des gros consommateurs et groupements d'achat en gaz naturel .....	111
5.4.	Les exonérations de CSPE accordées aux industries électro-intensives .....	114
5.5.	Suppression des tarifs réglementés de vente .....	116
6.	<i>Les charges de service public financées par les consommateurs d'électricité</i> .....	118
6.1.	Ventilation et évolution des charges de service public en électricité .....	118
6.2.	Un soutien à la cogénération et au solaire confirmé .....	121
6.3.	Un tiers des charges de service public finance la péréquation tarifaire .....	126
6.4.	Nécessité de la mise en place d'une procédure de contrôle des installations bénéficiant de l'obligation d'achat .....	127
6.5.	Audit des coûts des filières bénéficiant de l'obligation d'achat.....	127
<b>SECTION 4 – Comparaison européenne</b> .....		<b>129</b>
1.	<i>Allemagne</i> .....	129
1.1.	Description de la situation de l'ouverture des marchés .....	129
1.2.	Analyse des composantes de la facture .....	131
2.	<i>Royaume-Uni</i> .....	135
2.1.	Description de la situation de l'ouverture des marchés .....	135
2.2.	Analyse des composantes de la facture .....	139
3.	<i>Belgique</i> .....	142
3.1.	Description de la situation de l'ouverture des marchés .....	142
3.2.	Analyse des composantes de la facture .....	145
4.	<i>Synthèse</i> .....	148
<b>Lexique</b> .....		<b>151</b>
<b>Tableaux</b> .....		<b>156</b>
<b>Figures</b> .....		<b>157</b>

## Synthèse

Les marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel continuent de s'ouvrir progressivement à la concurrence. La dynamique concurrentielle, bien que plus limitée sur le marché de l'électricité, y évolue de façon favorable.

Ces évolutions traduisent notamment le développement d'offres de marché plus compétitives par rapport aux tarifs réglementés de vente, dans les deux énergies, ainsi que la meilleure connaissance de ces marchés par les consommateurs finals.

Dans ce contexte de développement des marchés de détail, la CRE attache une importance accrue à la surveillance des comportements des acteurs, notamment en matière de transparence des prix et des offres. Cette activité sera encore renforcée à l'avenir, à l'approche de la disparition programmée des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les clients professionnels fin 2015, et envisagée également par le Parlement, à la date de parution du présent rapport, pour ceux de gaz naturel.

La CRE rappelle à cette occasion l'importance des échanges qu'elle peut avoir avec les différents acteurs du secteur et l'existence notamment de deux adresses électroniques permettant une remontée d'information à destination de ses services : [elec.info@cre.fr](mailto:elec.info@cre.fr) et [gaz.info@cre.fr](mailto:gaz.info@cre.fr).

### MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

- **Les conditions d'approvisionnement des fournisseurs**

Le marché de détail de l'électricité est ouvert à la concurrence sur l'ensemble des segments, résidentiels et professionnels, depuis 2007. Sont présents sur ce marché les fournisseurs historiques, EDF et les entreprises locales de distribution (au nombre de 160), ainsi que des fournisseurs alternatifs. Chacun dispose de moyens d'approvisionnement en électricité différents, leur permettant de proposer des offres de prix plus ou moins compétitives aux clients finals.

#### *EDF*

EDF dispose d'un parc de production diversifié (nucléaire, thermique conventionnel, renouvelable), qui lui permet de satisfaire la demande de son portefeuille de clients à un prix qui demeure compétitif, en comparaison de la situation observée dans différents pays européens voisins de la France. Les coûts de production de ce parc sont néanmoins en croissance significative depuis quelques années, en raison notamment de la reprise des investissements d'EDF sur son parc nucléaire pour en assurer la maintenance et la sûreté.

Le coût comptable de production d'EDF, regroupant les charges de capital, les charges fixes d'exploitation et les charges variables d'exploitation, a ainsi augmenté au cours des cinq dernières années de 4,5 % par an. Cette tendance haussière est appelée à perdurer à l'horizon 2015, selon les prévisions transmises par EDF à la CRE.

Les coûts commerciaux ont évolué de 6,3 %/an sur cette même période. Il est difficile d'en prévoir l'évolution future, qui dépend notamment fortement des futures obligations en matière de certificats d'économie d'énergie.

#### *Les entreprises locales de distribution*

Les entreprises locales de distribution bénéficient du tarif de cession, leur permettant d'accéder, pour la fourniture de leur clientèle aux tarifs réglementés de vente, à l'électricité produite par le parc d'EDF à un prix devant refléter ses coûts complets de production. En raison de la grande hétérogénéité de ces entreprises, l'analyse du niveau de marge dégagé par la fourniture au tarif de cession est difficile à évaluer. Pour une entreprise théorique à la clientèle similaire à celle d'EDF, la marge nette, bien qu'en diminution, s'élève encore à 7,5% du coût d'achat au tarif de cession, en prenant comme hypothèse des coûts commerciaux égaux à ceux d'EDF. Le modèle économique de ces entreprises évoluera nécessairement avec la disparition des tarifs réglementés jaunes et verts à la fin 2015.

#### *Les fournisseurs alternatifs d'électricité*

Les fournisseurs alternatifs d'électricité disposent, pour leur approvisionnement, de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), du marché de gros et, pour certains d'entre eux, de moyens de production en propre. Le développement de la concurrence dans le secteur de la production pourrait permettre à ces fournisseurs de diversifier leurs sources d'approvisionnement et, le cas

échéant, de proposer des offres plus compétitives à leurs clients finals. Néanmoins, la concurrence dans ce secteur reste toujours très limitée. La situation des centrales à cycles combinés gaz, vecteur principal du développement de la concurrence dans ce domaine au cours des dernières années, est très dégradée, comme la CRE l'anticipait dans son précédent rapport sur le fonctionnement des marchés de détail publié en janvier 2013. Des centrales ont d'ailleurs été mises sous cocon, afin d'économiser pour partie les coûts fixes d'exploitation, dans une période où elles ne trouvent plus de rentabilité sur le marché de l'électricité. Si la remise en concurrence des concessions hydrauliques, autre grand vecteur potentiel du développement de la concurrence sur le segment de la production, se fait toujours attendre, on assiste néanmoins à l'émergence d'une nouvelle activité dans le secteur de la petite hydraulique. Des agrégateurs de production proposent de valoriser la production des installations hydrauliques de faible puissance sortant de l'obligation d'achat sur les marchés de gros. Cette activité reste néanmoins encore marginale à ce stade, notamment du fait de la prolongation des contrats d'achat dans certaines filières.

- **Les offres et les prix aux clients finals, l'ouverture du marché**

#### *Les clients résidentiels*

Le segment des clients résidentiels s'ouvre lentement à la concurrence. A fin 2012, il est toujours largement dominé par les tarifs réglementés de vente (93 % des sites), bien qu'en un an, environ 300 000 sites supplémentaires aient opté pour une offre de marché, pour la quasi-totalité par des fournisseurs alternatifs.

Le niveau des tarifs réglementés de vente pour les clients bleus fixés à l'été 2012, inférieur aux coûts afférents à cette clientèle pour le fournisseur EDF de l'ordre de 7,4 %, peut expliquer pour partie le faible développement de la concurrence sur ce segment.

Le développement de la concurrence pourrait néanmoins s'intensifier pour deux raisons.

D'une part, si les tarifs réglementés de vente fixés à l'été 2013 par le gouvernement restent inférieurs, pour les clients résidentiels, aux coûts afférents supportés par EDF, tels que la CRE pouvait les estimer à cette date, de l'ordre de 6 %, la hausse tarifaire moyenne de +5 % réalisée à l'été 2013, et la perspective d'une nouvelle hausse similaire à l'été 2014, annoncée par le gouvernement, devrait permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives avec les tarifs réglementés de vente. Les analyses menées par la CRE montrent d'ailleurs que, dès l'été 2013, avec une hypothèse de prix de l'ARENH de 42 €/MWh et des prix de marché de gros inférieurs à 48 €/MWh, les tarifs réglementés de vente pour les clients résidentiels sont en moyenne contestables.

L'analyse en moyenne cache néanmoins d'importantes disparités en structure : malgré une évolution différenciée (+ 8 % pour les tarifs Tempo à l'été 2013), d'importants écarts de couverture persistent entre les différentes options tarifaires. Les tarifs heures pleines/heures creuses (déficit de couverture de 7,7 %) et Tempo (déficit de couverture de 11,2 %) demeurent les plus déficitaires.

D'autre part, la connaissance des clients résidentiels sur l'ouverture du marché continue de progresser, comme le montre le 7<sup>ème</sup> baromètre annuel énergie-info réalisé conjointement par le médiateur national de l'énergie et la CRE, même si peu de consommateurs ont entrepris la démarche de recherche de l'information sur le marché de l'électricité.

Les tarifs réglementés de vente restent néanmoins encore mal connus, et paraissent pour les consommateurs plus stables dans le temps, même si ce n'est pas toujours le cas. L'information et la transparence sur le marché de détail apparaissent en conséquence primordiales pour le développement de la concurrence, notamment sur le segment des clients résidentiels. La CRE surveille ainsi les politiques commerciales des fournisseurs, notamment en matière de communication auprès des clients finals (démarchage, campagnes publicitaires) en portant une attention toute particulière à la transparence des offres afin que les informations affichées par les fournisseurs soient exactes et compréhensibles pour les consommateurs.

Parmi les 18 fournisseurs actifs sur le segment, deux d'entre eux, Direct Energie et GDF SUEZ, disposent, à fin 2012, d'une part de marché supérieure à 3 %. GDF SUEZ détient 69 % des parts de marché sur les offres libres (+5 points en un an), Direct Energie (qui a fusionné en 2012 avec Poweo) en détenant quant à elle 29 % (- 6 points en un an). Lors de l'année 2012, 89 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs historiques, 8 % chez GDF SUEZ et 3 % chez les fournisseurs alternatifs autres que GDF SUEZ.

Au 30 septembre 2013<sup>1</sup>, il ressort du comparateur d'offres sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr), développé en collaboration avec le médiateur de l'énergie, qu'un consommateur résidentiel, aussi bien en tarif base qu'en tarif heures pleines-heures creuses, pouvait réaliser des économies de facture au 30 septembre 2013 de respectivement -3 % et de -4 % en choisissant une offre de marché à prix indexé sur les tarifs réglementés. Dans une moindre mesure, il pouvait également réaliser des économies encore plus substantielles en optant pour l'offre à prix fixe la moins chère proposée au premier trimestre 2012 (respectivement -16 % et -5 % par rapport au niveau du tarif réglementé à cette date).

#### *Les petits clients professionnels*

Sur le segment des petits clients professionnels, le marché reste largement dominé par les tarifs réglementés de vente (86 % des sites à fin 2012). La couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus, pour cette clientèle, est désormais assurée depuis l'été 2013 et ce, sur chacune des options tarifaires (Base, HP/HC, EJP, Tempo et éclairage public). Avec un prix de l'ARENH à 42 €/MWh et les prix de marché de gros observables en 2013, ces tarifs sont contestables en moyenne par les fournisseurs alternatifs. Un accroissement du rythme d'ouverture à la concurrence est en conséquence attendu sur ce segment.

Le marché des offres libres, sur ce segment, est dominé par EDF (48 %, - 3 points en un an), Direct Energie (25 %, + 1 point) et GDF SUEZ (25 %, stable).

#### *Les moyens et grands sites professionnels*

Sur ces segments de marché, les tarifs réglementés de vente jaunes et verts, qui disparaîtront au 31 décembre 2015, représentent toujours 94 % des sites à fin 2012, mais seulement 52 % des volumes. La situation n'évolue quasiment pas en un an.

Sur le segment des clients de taille moyenne, quasiment 95 % des sites sont fournis aux tarifs réglementés de vente jaunes, les 5 % restants étant fournis en offre de marché par les fournisseurs historiques. En 2012 encore, les fournisseurs alternatifs se tiennent à l'écart de ce segment pour lequel les tarifs réglementés ne couvrent pas les coûts supportés par EDF (déficit de couverture de 3,8 %). Les tarifs en vigueur depuis l'été 2013 ne couvrent pas non plus les coûts estimés par la CRE pour cette même année (déficit de couverture de 3 %), aussi bien pour les tarifs Base que les tarifs EJP.

Néanmoins, le contexte (prix de l'ARENH à 42 €/MWh et prix de marché de gros inférieurs à 50 €/MWh) rend désormais contestables, en moyenne, ces tarifs jaunes par les fournisseurs alternatifs.

Sur le segment des grands sites, la consommation se répartit à parts égales entre fourniture aux tarifs réglementés de vente (verts), fourniture en offre de marché par les fournisseurs historiques et fourniture en offre de marché par les fournisseurs alternatifs.

Les tarifs réglementés de vente verts étaient proches, en 2012, de la couverture des coûts afférents pour EDF (déficit de l'ordre de 1,3 %). En revanche, les évolutions tarifaires de l'été 2013 ne permettent pas la couverture des coûts estimés par la CRE pour cette même année (déficit de l'ordre de 3,8 %). Comme pour les tarifs jaunes, le contexte de marché rend néanmoins ces tarifs verts contestables, en moyenne, par les fournisseurs alternatifs, dès lors que les prix de marché restent bas (inférieurs à 50 €/MWh).

Sur l'ensemble de ces sites, de taille moyenne à grande, EDF ne détient plus que 45 % des parts de marché en volume (- 7 points en un an). Au contraire, GDF SUEZ (11 %, +4 points) et Vattenfall (5 %, +2 points) se développent, tandis qu'ENEL (8 %, stable), le groupe E.ON (8 %, - 2 points) et ALPIQ (8 %, - 5 points) sont toujours présents, malgré des situations contrastées.

---

<sup>1</sup> Cf Observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel de la CRE (3<sup>ème</sup> trimestre 2013)

## MARCHÉ DU GAZ NATUREL

- **Les conditions d'approvisionnement**

Le marché de détail du gaz naturel est ouvert à la concurrence sur l'ensemble des segments, résidentiels et professionnels, depuis 2007. Sont présents sur ce marché les fournisseurs historiques, GDF SUEZ, Tegaz et les entreprises locales de distribution (au nombre de 21), ainsi que des fournisseurs alternatifs. Chacun met en œuvre une stratégie d'approvisionnement en gaz naturel différente résultant d'un mix de gaz acheté sur le marché de gros et via des contrats de long terme, lui permettant ou non de proposer des offres de prix compétitives aux clients finals.

GDF SUEZ dispose d'un portefeuille d'approvisionnement reposant historiquement majoritairement sur des contrats de long terme. Les achats de court terme ont néanmoins vu leur part progresser continuellement ces dernières années, jusqu'à représenter en 2012 près de 30 % du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ. L'année 2012 a été marquée par les renégociations de contrats long terme, à l'issue desquelles la part indexée marché dans les contrats de long terme est passée de 25,6 % au 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 35,6 % à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013. Cette évolution est prise en compte dans la formule tarifaire utilisée pour la fixation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ.

Ces renégociations bénéficient au consommateur final puisqu'à la fin de 2012 les coûts d'approvisionnement estimés par la formule applicable depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013 sont inférieurs d'environ 5 €/MWh à ceux estimés à partir de la formule applicable en 2008.

L'audit des coûts de GDF SUEZ, mené par la CRE au premier semestre 2013, a permis de conclure que la formule tarifaire avait correctement évalué les coûts d'approvisionnement de l'entreprise en 2012. Il a également permis de conclure à la nécessité d'une augmentation des tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2013 de 1,6 % pour répercuter la hausse des coûts hors approvisionnement, dont 1,4 % au titre des coûts d'infrastructure.

Les fournisseurs alternatifs disposent également de la possibilité de s'approvisionner sous la forme de contrats long terme. Ils peuvent par ailleurs s'approvisionner, comme GDF SUEZ pour ses offres de marché, sur le marché de gros, qui présente sur le PEG Nord un bon niveau de liquidité, contrairement aux zones Sud et Sud-Ouest.

La CRE considère qu'il doit y avoir en France, à terme, une seule place de marché de gros et donc un seul prix du gaz, afin de supprimer les disparités géographiques entre zone d'équilibrage et d'optimiser les échanges entre les acteurs en augmentant la liquidité des produits de marché proposés et en favorisant leur diversification notamment avec des produits ayant des maturités plus longues. Une telle évolution est indispensable pour parvenir à un marché de gros du gaz efficace, au bénéfice des consommateurs de gaz. Compte tenu du niveau élevé des investissements à consentir pour y parvenir, la CRE a lancé une analyse coûts - bénéfices des investissements nécessaires à la mise en œuvre du PEG France unique à l'horizon 2018.

Les fournisseurs peuvent enfin diversifier leur approvisionnement au moyen du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Cette source d'approvisionnement, bien que très marginale aujourd'hui en termes de volume, pourrait représenter à terme un axe de développement commercial pour les fournisseurs de gaz naturel.

Tous les fournisseurs de gaz naturel, historiques et alternatifs, sont soumis aux mêmes obligations en termes de sécurité d'approvisionnement. En cas de tension sur l'équilibre offre-demande global en France, les clients supportent le même risque de coupure de leur alimentation en gaz naturel quel que soit leur fournisseur. La sécurité d'approvisionnement n'est donc pas un élément différenciant d'une offre par rapport à une autre.

- **Les offres et les prix aux clients finals, l'ouverture du marché**

### *Les clients résidentiels*

Le segment des clients résidentiels s'ouvre progressivement à la concurrence. A fin 2012, il est néanmoins toujours largement dominé par les tarifs réglementés de vente (84 % des sites), bien que, en un an, environ 246 000 sites supplémentaires ont opté pour une offre de marché.

Le marché du gaz naturel est plus ouvert à la concurrence que celui de l'électricité sur le segment des clients résidentiels, ce qui peut s'expliquer en partie par la meilleure couverture des coûts de GDF SUEZ par les tarifs réglementés de vente.

Au 1<sup>er</sup> juillet 2013, ces tarifs couvrent en moyenne les coûts afférents à la fourniture aux clients en distribution publique (résidentiels et petits professionnels), constat qui se vérifie également pour chacune des options tarifaires (B0 eau chaude sanitaire, B1 chauffage, B2I et B2S, chaufferies, notamment chaufferies collectives d'immeubles), à l'exception toutefois de l'option base (cuisson) toujours déficitaire, malgré une importante correction au 1<sup>er</sup> juillet 2013.

Un fournisseur alternatif qui s'approvisionnerait uniquement sur les marchés de gros du gaz, sans disposer de contrats long terme, est aujourd'hui en mesure de proposer aux clients finals des offres compétitives par rapport aux tarifs réglementés de vente, sauf pour les clients au tarif Base.

Les conclusions du 7<sup>ème</sup> baromètre annuel energie-info sont les mêmes pour le gaz que pour l'électricité : meilleure connaissance de l'ouverture des marchés, même si peu de démarches de recherche d'information sont entreprises par les consommateurs, et connaissance très superficielle des tarifs réglementés. Ce constat appelle à travailler à l'amélioration de la transparence et de l'information, ainsi qu'à renforcer la surveillance, par la CRE, des politiques commerciales et de la communication des fournisseurs auprès des clients finals de la même façon que pour les offres proposées par les fournisseurs d'électricité.

Sur le marché des offres libres, le fournisseur historique GDF SUEZ est présent avec 30 % des sites en offre de marché à fin 2012 (- 3 points en un an), contrairement à ce que l'on observe sur le segment résidentiel de l'électricité où EDF n'est quasiment pas présente en offre de marché. Les fournisseurs alternatifs détiennent toutefois plus des deux-tiers des parts de marché, 46 % pour EDF (+ 3 points), 12 % pour Direct Energie (- 3 points) et 11 % pour ENI (+ 3 points). Au 31 décembre 2012, sur le marché de détail du gaz naturel, 20 fournisseurs proposent des offres sur le segment des clients résidentiels.

Alors qu'en électricité, près de 90 % des mises en service sont effectuées par les fournisseurs historiques, elles ne sont que 66 % en gaz naturel. Parmi les fournisseurs alternatifs, EDF y joue un rôle particulier, puisque cette entreprise en réalise environ 28 % contre 6 % seulement pour l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs.

Au 30 septembre 2013<sup>2</sup>, il ressort du comparateur d'offres, sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr), qu'un consommateur résidentiel, aussi bien en tarif base (cuisson) qu'en tarif B1 (chauffage), pouvait réaliser des économies de facture allant jusqu'à respectivement 4 % et 5 % en choisissant une offre de marché à prix indexé sur les tarifs réglementés. Il pouvait réaliser des économies encore plus importantes en optant pour l'offre à prix fixe la moins chère (respectivement -7 % et -10 % par rapport au niveau du tarif réglementé à date).

Dans un certain nombre de pays européens, le développement d'achats groupés a permis d'améliorer l'accès des fournisseurs alternatifs aux consommateurs les moins actifs, d'accroître le dynamisme du marché et les parts de marché des fournisseurs alternatifs, les fournisseurs historiques ne participant généralement pas à ces appels d'offres.

En France, celui initié au second semestre 2013 par l'association UFC-Que Choisir constitue une initiative intéressante en matière de développement de la concurrence sur le marché des clients résidentiels. Le fournisseur Lampiris a proposé en réponse une offre tarifaire initiale inférieure de 13 % aux tarifs réglementés de vente de gaz. *In fine*, l'économie devrait dépasser 15 % compte tenu du nombre de clients intéressés, qui s'élevait à 142 000 à la clôture des inscriptions.

#### *Les sites professionnels sur le réseau de distribution*

Sur le segment des clients professionnels raccordés au réseau de distribution (sites de petite taille et de taille moyenne), le marché est réparti entre tarifs réglementés de vente (42 % en volume), offres de marché des fournisseurs historiques (27 % en volume) et offres de marché des fournisseurs alternatifs (31 % en volume). L'ouverture du marché s'est significativement accentuée en 2012, la part des tarifs réglementés baissant d'environ 7 points, au bénéfice des fournisseurs alternatifs.

Sur ce segment de clientèle, les tarifs réglementés de vente devraient disparaître en deux temps, début 2015 et début 2016, selon les dispositions du projet de loi relatif à la consommation en cours d'examen au Parlement à la date de rédaction du présent rapport.

---

<sup>2</sup> Cf Observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel de la CRE (3<sup>ème</sup> trimestre 2013)

Comme sur le segment résidentiel, le dynamisme du marché s'explique notamment par des tarifs réglementés de vente (B2S et TEL), qui couvrent les coûts supportés par GDF SUEZ, ce qui, dans les conditions de marché actuelles, s'accompagne de la possibilité pour un fournisseur alternatif de proposer aux clients finals des offres plus compétitives.

Compte-tenu de l'hétérogénéité de ce segment de clientèle, les parts de marché en nombre de sites et en volume de consommation diffèrent significativement.

Ainsi, si GDF SUEZ (45 %) et EDF (34 %) se répartissent plus des deux-tiers du marché en nombre de sites, les autres fournisseurs alternatifs détiennent près de la moitié des parts de marché en volume. En volume, GDF SUEZ (33 % des parts de marché) est en net recul (- 7 points en un an), tout comme EDF dans une moindre mesure (10 %, - 2 points). Tegaz, fournisseur historique en zone Sud-Ouest est stable (10 %). Les fournisseurs alternatifs hors EDF progressent : Endesa Energia (3 %, + 2 points), Gas Natural (5 %, + 2 points) et ENI (25 %, + 3 points).

#### *Les grands sites professionnels raccordés au réseau de transport*

Sur ce segment de marché, les tarifs réglementés de vente, qui devraient disparaître dans le courant de l'année 2014 selon les dispositions du projet de loi relatif à la consommation en cours d'examen au Parlement à la date de rédaction du présent rapport, sont devenus marginaux. Ils ne représentent plus que 14 % des sites et seulement 1 % des volumes à fin 2012. Leur part de marché est encore en diminution par rapport à fin 2011 (19 % des sites et 3 % des volumes).

A fin 2012, GDF SUEZ ne détient plus que 31 % des parts de marché des expéditeurs finals en volume (-1 point en un an), suivie par Tegaz (17 %, -1 point). Les fournisseurs alternatifs suivent avec ENI (16 %, - 1 point), Solvay Energie Services (12 %, stable), E.ON (4 %, -4 points), Statoil (4 %, + 4 points). Enfin, 16 % des volumes des expéditeurs finals sur cette catégorie de clients correspondent à des fournisseurs dont la part de marché, prise isolément, n'excède pas 3 %.

Les grands sites professionnels, à la recherche de gains de compétitivité, s'impliquent de façon croissante dans la gestion et l'optimisation de leurs approvisionnements en gaz naturel. Ces gros consommateurs de gaz ont notamment la possibilité de s'approvisionner directement sur le marché de gros au PEG. Cette organisation des achats requiert néanmoins des ressources financières et le développement d'une expertise spécifique. Dans ce cadre, il est intéressant pour certains gros consommateurs de regrouper la fourniture de leurs différents sites ou de s'associer entre eux afin d'obtenir des conditions plus avantageuses.

L'accès direct au marché de gros ou la mise en place de groupements d'achat peuvent également concerner certains sites professionnels de moindre taille raccordés au réseau de distribution.

# Présentation générale

## 1. Missions de la CRE concernant l'observation et la surveillance des marchés de détail

### ***L'observation des marchés de détail a débuté dès 2004***

Dans le cadre de la mission qui lui est confiée aujourd'hui par l'article L. 131-1 du code de l'énergie de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals, la CRE a, dès 2004, apporté de la transparence et de la lisibilité aux acteurs de marché. Elle a ainsi élaboré et suivi une série d'indicateurs destinés à mesurer le développement de la concurrence.

Certains de ces indicateurs font l'objet d'une publication trimestrielle dans l'« observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel », document donnant accès à une information fiable sur l'ouverture des marchés de détail. L'observatoire s'est enrichi au fil du temps de nouveaux indicateurs relatifs aux offres faites par les fournisseurs aux consommateurs ainsi qu'au fonctionnement du marché lui-même, en conformité avec les recommandations du Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG).

### ***Les missions de la CRE ont évolué depuis fin 2010***

L'article 16 de la loi du 7 décembre 2010 n° 2010-1488 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi « NOME », a élargi les missions de la CRE en modifiant les dispositions du troisième alinéa du I de l'article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, désormais codifié à l'article L. 131-2 du code de l'énergie, lequel dispose que :

*« [La Commission de régulation de l'énergie] surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné au même article. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail. »*

Par ailleurs, la surveillance des marchés de détail revêt également une dimension européenne. Dans cette perspective, la Direction Générale Énergie (DG ENER) de la Commission européenne a établi des indicateurs communs à l'ensemble des pays membres. De même, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) dispose de missions de surveillance conformément à l'article 11 du règlement européen n° 713/2009 du 13 juillet 2009.

## 2. Méthodologie de la surveillance des marchés de détail

### ***Les étapes du processus de surveillance des marchés de détail***

Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel fait intervenir, directement ou indirectement, de nombreux acteurs et mécanismes. Les conditions d'approvisionnement en amont ont un rôle déterminant dans le prix des offres faites en aval par les fournisseurs aux clients. Ces offres vont à leur tour dynamiser le marché de détail en fonction de leur attractivité et des besoins des consommateurs.

De ce constat découle un schéma de surveillance, décliné en trois étapes.

La première étape consiste en l'observation systématique du marché de détail, permettant ainsi de surveiller le développement de l'ouverture du marché par le suivi régulier de différents indicateurs établis à partir de données principalement fournies par les gestionnaires de réseau et les fournisseurs. Cette première étape est l'objet de la section I du présent rapport de surveillance. L'analyse porte sur l'année 2012.

La deuxième étape vise à établir un diagnostic des éventuels dysfonctionnements des marchés de détail. Elle se fonde, d'une part, sur l'analyse des offres proposées en aval (en particulier le prix de vente au client final dans le cadre du tarif réglementé de vente ou d'une offre de marché) au regard des conditions économiques des fournisseurs, notamment de leurs conditions d'approvisionnement et,

d'autre part, sur une analyse qualitative du fonctionnement et de la transparence des marchés de détail (sections II et III).

En application de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE «*formule le cas échéant des avis et propose toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail*». La CRE est ainsi conduite à formuler des recommandations.

À l'appui de ces missions, la CRE dispose, en application des articles L. 135-1 et suivants du code de l'énergie, d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises.

### **Les sources utilisées par la CRE en matière de surveillance des marchés de détail**

La déclinaison pratique du schéma de surveillance précédemment décrit nécessite la mise en œuvre d'actions de surveillance, qui consistent pour l'essentiel en :

- la collecte et la vérification des données de marché

La surveillance continue des divers indicateurs qui caractérisent un fonctionnement régulier et concurrentiel du marché requiert de disposer de données pertinentes et fiables. Les données sont recueillies auprès des gestionnaires de réseaux, des fournisseurs, des consommateurs<sup>3</sup> et des acteurs du marché de gros. Cette collecte s'effectue de façon continue.

La fiabilité de ces données a fait l'objet, en préalable à l'élaboration du présent rapport, d'une vérification, qui a permis d'appréhender les limites de validité des indicateurs publiés et de garantir la robustesse des informations et des analyses.

- la communication avec les consommateurs

La connaissance des offres de détail est une question centrale dans le rôle de surveillance de la CRE. En plus des offres publiées sur le comparateur sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr), qui s'adressent exclusivement au marché de masse, il convient de mettre à disposition des grands consommateurs un canal de communication avec la CRE afin d'avoir connaissance des offres qui leur sont faites, en particulier dans l'optique d'une disparition des tarifs réglementés de vente à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour les segments des moyens et grands consommateurs d'électricité, et, probablement, de gaz naturel, des dispositions en ce sens étant en discussion au Parlement à l'heure de la rédaction du présent rapport.

Deux adresses électroniques d'alerte, [elec.info@cre.fr](mailto:elec.info@cre.fr) et [gaz.info@cre.fr](mailto:gaz.info@cre.fr), permettent ainsi depuis deux ans aux grands consommateurs qui estimeraient que les offres qui leur sont faites ne traduisent pas l'existence d'une concurrence effective d'en informer la CRE. Celle-ci peut, sur ce fondement, lancer des analyses ciblées, utilement complétées par des analyses de contestabilité (tant qu'il existe des tarifs réglementés sur le segment considéré). Ces échanges permettent également de réaliser un suivi du fonctionnement du marché lors de la mise en place de nouveaux mécanismes réglementaires, comme par exemple l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ou, à l'avenir, le marché de capacité.

### **Les actions de la CRE dans le cadre de la surveillance du marché de détail**

La mission de surveillance du marché de détail donne lieu – outre l'élaboration du présent rapport – aux activités suivantes :

- le développement d'outils de modélisation du fonctionnement du marché ;
- l'élaboration des indicateurs et leur publication, notamment dans l'observatoire trimestriel des marchés ;

---

<sup>3</sup> Pour le marché de l'électricité, les données utilisées proviennent des sept principaux fournisseurs historiques (EDF, ES Énergies Strasbourg, SICAE de l'Oise, Gaz Électricité de Grenoble, Sorégies, Séolis, UEM), du gestionnaire du réseau de transport RTE et des sept principaux gestionnaires de réseaux de distribution : ERDF (Electricité Réseau Distribution France), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM, SICAE de l'Oise, Gérédis Deux-Sèvres et SRD. Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98 % des sites français et de la consommation nationale d'électricité. Certaines données sont par ailleurs directement issues des grands sites de consommation.

Pour le marché du gaz, les données utilisées proviennent des cinq plus grands fournisseurs historiques (GDF Suez, TEGAZ, Énerest, Gaz de Bordeaux et Gaz Électricité de Grenoble), des gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF) et des quatre plus grands gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, RÉGAZ, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble). Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 99 % des sites français et de la consommation nationale de gaz.

- des échanges avec les autorités nationales et européennes.

La CRE entretient des échanges réguliers avec les autres autorités administratives nationales telles que l'Autorité de la concurrence, l'Autorité des marchés financiers (AMF) et l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP), ainsi qu'avec la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF). En parallèle, la CRE contribue aux travaux relatifs au marché de détail menés par l'ACER et le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).

### 3. Étapes de l'ouverture du marché de l'électricité

Les grandes étapes de l'ouverture du marché français de l'électricité sont les suivantes :

- à partir de février 1999, éligibilité des sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 100 GWh ;
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh ;
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh ;
- à partir de juillet 2004, éligibilité de tous les clients non résidentiels et collectivités locales ;
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels.
- 1<sup>er</sup> janvier 2016 : disparition des TRV électricité pour les clients ayant souscrit des puissances strictement supérieures à 36 kVA. Seuls les clients bleus résidentiels et professionnels auront la possibilité de rester ou de souscrire au tarif réglementé de vente (art. L337-9 du code de l'énergie).

**Tableau 1. Segments de clientèle en électricité**

Segment de clientèle	Puissance souscrite $P_s$	Niveau de tension
Sites résidentiels	$P_s \leq 36 \text{ kVA}$	Basse tension (BT)
Petits sites non résidentiels	$P_s \leq 36 \text{ kVA}$	Basse tension (BT)
Moyens sites non résidentiels	$36 \text{ kW} < P_s < 250 \text{ kW}$	Basse tension (BT) Haute tension A (HTA)
Grands sites non résidentiels	$P_s \geq 250 \text{ kW}$	Haute tension A (HTA) Haute tension B (HTB)

Sources : GRT, GRD

L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2012, **35,8 millions de sites**<sup>4</sup>, pour une consommation annuelle d'électricité d'environ **440 TWh**<sup>5</sup>.

La CRE analyse le marché à partir d'une décomposition en quatre segments de clientèle (cf. tableau 1) :

**Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général).

**Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle généralement comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).

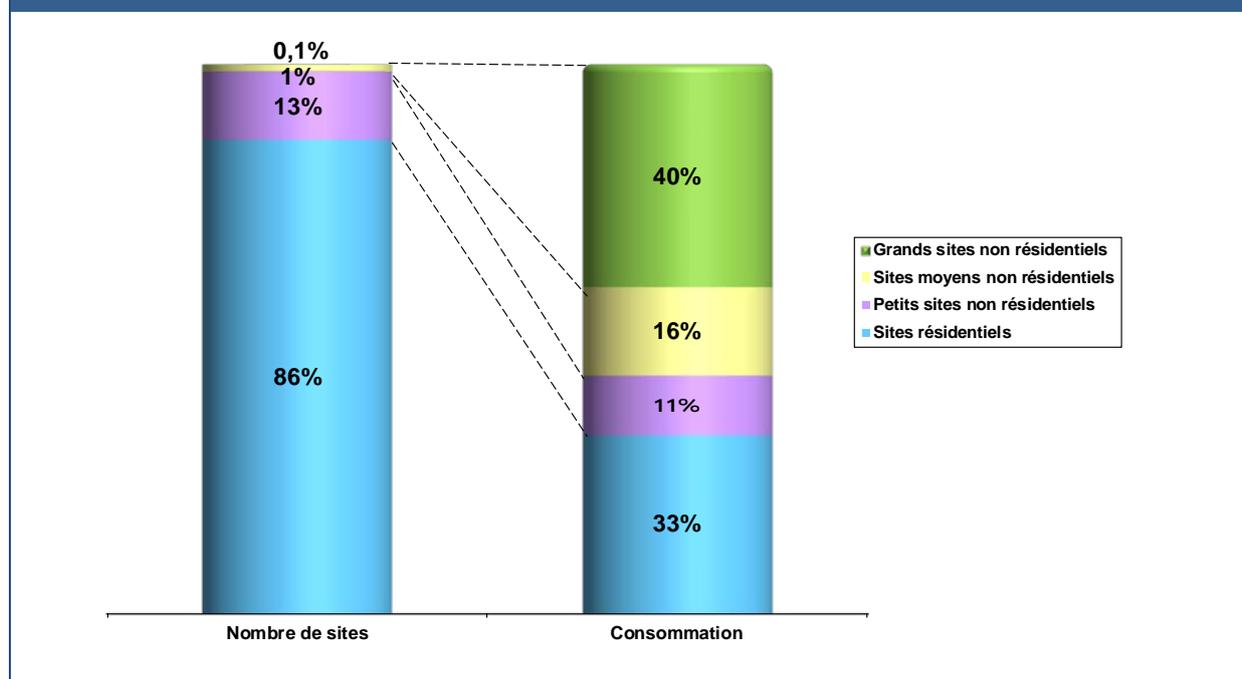
<sup>4</sup> Hors zones non interconnectées.

<sup>5</sup> Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 436 TWh.

**Petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (petits commerces, professions libérales, artisans, etc.). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.

**Sites résidentiels** : sites de particuliers. Leur puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et leur consommation annuelle est pour la majorité des sites inférieure à 10 MWh.

Figure 1. Typologie des sites en électricité au 31 décembre 2012



Sources : GRT, GRD, fournisseurs - Analyse : CRE

Deux types d'offres existent sur le marché de détail de l'électricité, les tarifs réglementés de vente, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics et qui ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques, et les offres de marché (ou offres libres), dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs. Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'ACS (Assurance Complémentaire Santé), à la CMU-C ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 peuvent bénéficier des tarifs sociaux.

Conformément aux dispositions des articles L. 337-7 et suivants du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente bénéficient aux consommateurs finals résidentiels et non résidentiels pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ; les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, peuvent également bénéficier des tarifs réglementés de vente mais sous conditions (cf. tableau 2).

La loi NOME du 7 décembre 2010 a instauré le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2011. Ce dispositif consiste, pour les fournisseurs alternatifs d'électricité, en un accès à l'électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF, à savoir le parc nucléaire en activité au moment de la promulgation de la loi NOME. Cet accès est régulé : ses caractéristiques, notamment son prix, sont fixées par les pouvoirs publics.

Le volume annuel total d'ARENH cédé à l'ensemble des fournisseurs est plafonné à 100 TWh. Cette électricité est exclusivement destinée à la consommation des clients finals situés en France métropolitaine.

**Tableau 2. Droit aux tarifs pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA**

Situation actuelle du logement ou local professionnel	Choix possibles
Actuellement fourni par un contrat au tarif réglementé de vente (cas 1)	1. Le client peut conserver son contrat actuel jusqu'au 31 décembre 2015 inclus. 2. Le client peut souscrire une offre de marché. Il ne pourra souscrire à nouveau une offre au tarif réglementé de vente qu'après 1 an minimum.
Actuellement en offre de marché depuis une date antérieure au 7 décembre 2010 (cas 2)	Le client peut souscrire une autre offre de marché. Le client ne peut plus souscrire une offre au tarif réglementé.
Actuellement en offre de marché depuis une date postérieure 7 décembre 2010 (inclus), le site ayant été précédemment fourni au tarif réglementé (cas 3)	1. Le client peut souscrire une autre offre de marché. 2. Jusqu'au 31 décembre 2015 inclus, et à condition d'être resté au minimum une année en offre de marché, le client a la possibilité de souscrire une offre au tarif réglementé pour une durée minimale d'une année.
Emménagement dans un logement ou local ayant déjà été fourni en électricité précédemment	Les possibilités sont fonction de la situation du précédent occupant (fourni aux tarifs réglementés, en offre de marché depuis avant ou après le 7 décembre 2010). Se reporter à l'un des trois cas précédents (cas 1, cas 2 ou cas 3).  Dans le cas n° 3, le client peut immédiatement souscrire une offre aux tarifs réglementés de vente.
Emménagement dans un logement ou local n'ayant jamais été fourni en électricité	1. Le client peut souscrire une offre de marché. Il ne pourra souscrire à nouveau une offre au tarif réglementé de vente qu'après un an minimum. 2. Jusqu'au 31 décembre 2015, le client peut souscrire une offre au tarif réglementé de vente.

Source : CRE

#### 4. Étapes de l'ouverture du marché du gaz naturel

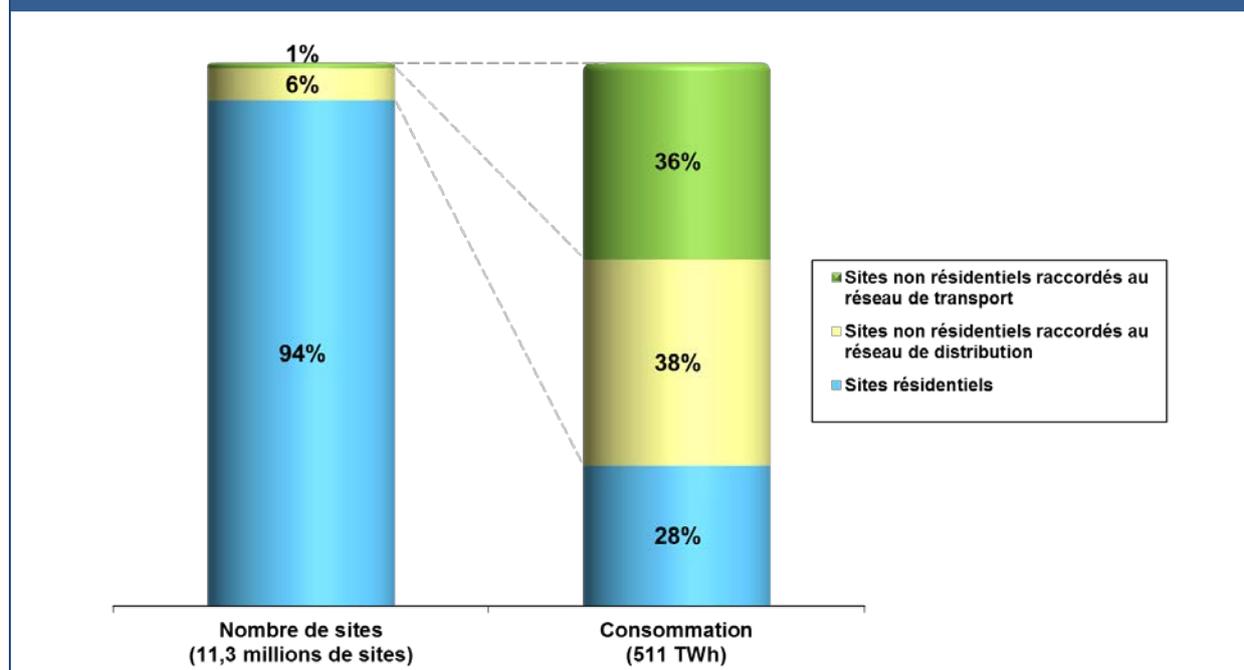
Les grandes étapes de l'ouverture du marché français du gaz naturel (hors grisou, gaz industriels et réseaux de GPL) ont été les suivantes :

- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle ;
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh ;
- à partir de juillet 2004, éligibilité de tous les clients non résidentiels et collectivités locales ;
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les résidentiels.

Le projet de loi relatif à la consommation (n°1015) déposé le 2 mai 2013 et actuellement en discussion au Parlement prévoit, dans sa rédaction actuelle, le calendrier suivant pour la fin des TRV gaz pour les consommateurs non domestiques :

- trois mois après sa promulgation : disparition des TRV gaz pour les consommateurs non domestiques raccordés au réseau de transport ;
- 31 décembre 2014 : disparition des TRV gaz pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 MWh par an ;
- 31 décembre 2015 : disparition des TRV gaz pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 MWh par an.

Figure 2. Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2012



Sources : GRT, GRD, fournisseurs - Analyse : CRE

L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2012, **11,4 millions de sites**, pour une consommation annuelle de gaz d'environ **520 TWh**<sup>6</sup>.

Le marché se divise en trois segments (cf. Figure 2) :

**Sites non résidentiels transport** : grands sites industriels raccordés au réseau de transport.

**Sites non résidentiels distribution** : sites non résidentiels et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.

**Sites résidentiels** : sites de consommation des clients particuliers.

Deux types d'offres existent sur le marché de détail du gaz, les tarifs réglementés de vente, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, et les offres de marché (ou offres libres), dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs. Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'ACS (Assurance Complémentaire Santé), à la CMU-C ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 peuvent bénéficier des tarifs sociaux.

Les clients dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 30 MWh peuvent souscrire une offre de marché ou une offre au tarif réglementé.

Les clients dont la consommation annuelle est supérieure à 30 MWh peuvent conserver leur contrat actuel, y compris si celui-ci est au tarif réglementé. En revanche, toute nouvelle souscription doit se faire dans le cadre d'une offre de marché.

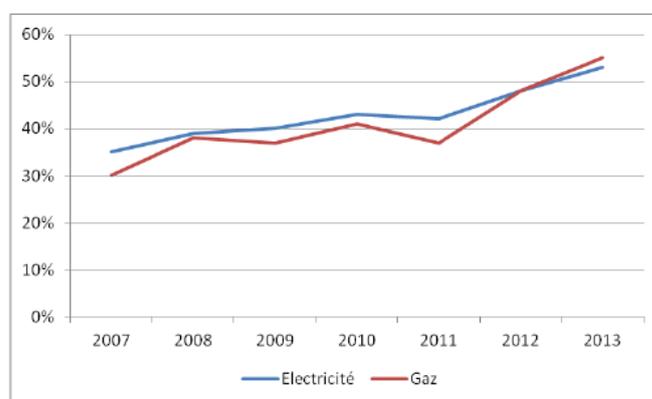
<sup>6</sup> Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport), représentant une consommation d'environ 511 TWh et un nombre de sites de 11,3 millions de sites au 31 décembre 2012.

## SECTION 1 – État des lieux au 31 décembre 2012

### Introduction : la perception des marchés de détail par les consommateurs

Le 7<sup>ème</sup> baromètre annuel energie-info sur l'ouverture des marchés<sup>7</sup> réalisé par le médiateur national de l'énergie et la CRE et rendu public le 14 novembre 2013 montre que la connaissance des clients sur l'ouverture des marchés continue de progresser (respectivement 53 % et 55 % des foyers savent qu'il est possible de changer de fournisseurs en électricité et en gaz). Cependant, peu de foyers ont décidé de franchir le pas puisque seulement 9 % des foyers interrogés ont déjà changé de fournisseur d'électricité ou de gaz naturel, la principale motivation étant la recherche de tarifs plus compétitifs (70 % des foyers).

Figure 3. Connaissance du droit à changer de fournisseur d'énergie (en%)



Source : 7<sup>ème</sup> édition du baromètre energie-info.fr

La définition des tarifs réglementés reste méconnue par les personnes interrogées. Seulement 38 % d'entre elles déclarent en avoir déjà entendu parler. Bien qu'une large majorité sache que ces tarifs sont fixés par l'état (85 %), 45 % pensent à tort qu'ils peuvent être proposés par l'ensemble des fournisseurs. 36 % des personnes interrogées déclarent que les tarifs réglementés sont au même prix ou moins chers que les offres de marché. En majorité, les tarifs réglementés paraissent – même si ce n'est pas toujours le cas – plus stables dans le temps.

La notoriété des tarifs sociaux a très nettement progressé depuis 2010 avec un pourcentage de foyers connaissant leur existence qui est passé de 48 % à 78 %.

En outre, 54 % des personnes interrogées se considèrent bien informées sur l'ouverture des marchés mais peu d'entre elles (17 %) déclarent avoir cherché personnellement à obtenir des informations.

La présente section vise à l'amélioration de la transparence des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel et à la bonne information des consommateurs. Elle établit à cette fin un état des lieux des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel au 31 décembre 2012.

<sup>7</sup> <http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/7eme-barometre-annuel-energie-info>

# 1. Électricité

## 1.1. Acteurs de marché

Au 31 décembre 2012, sur le marché de détail de l'électricité, 18 fournisseurs nationaux<sup>8</sup> actifs<sup>9</sup> sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr).

Les fournisseurs historiques<sup>10</sup> actifs se répartissent en deux catégories :

- Les fournisseurs historiques nationaux<sup>8</sup>, sur les segments résidentiel et non résidentiel : Alterna, EDF, GEG Sources d'énergies
- Les fournisseurs historiques non nationaux<sup>8</sup> : les 150 entreprises locales de distribution.

Les fournisseurs alternatifs<sup>11</sup> actifs sont :

- *Sur le segment résidentiel* : Direct Energie, Enercoop, Energem, GDF SUEZ, Lampiris, Planète Oui.
- *Sur le segment non résidentiel* : Alpiq, Axpo, Direct Energie, Edenkia, EON, Enercoop, Enel, Energem, Enovos, GDF SUEZ, Lampiris, Vattenfall, Iberdrola, Planète Oui, Snet.

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis en électricité au 31 décembre 2012 sur les réseaux ERDF, RTE et des six plus grandes ELD. Ces sites sont fournis soit par un fournisseur historique (EDF ou les fournisseurs historiques sur le territoire des ELD<sup>12</sup>), soit par un fournisseur alternatif.

La Figure 5 présente la répartition des offres entre ces catégories de fournisseurs. Environ 89 % des sites et deux tiers des volumes sont fournis au tarif réglementé de vente. En outre, près de la moitié des volumes fournis en offre de marché le sont par le fournisseur historique EDF.

---

<sup>8</sup> Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale.

<sup>9</sup> Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

- il a au moins un site en contrat unique ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

<sup>10</sup> Les fournisseurs historiques sont les fournisseurs présents avant l'ouverture du marché, c'est-à-dire EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

<sup>11</sup> Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

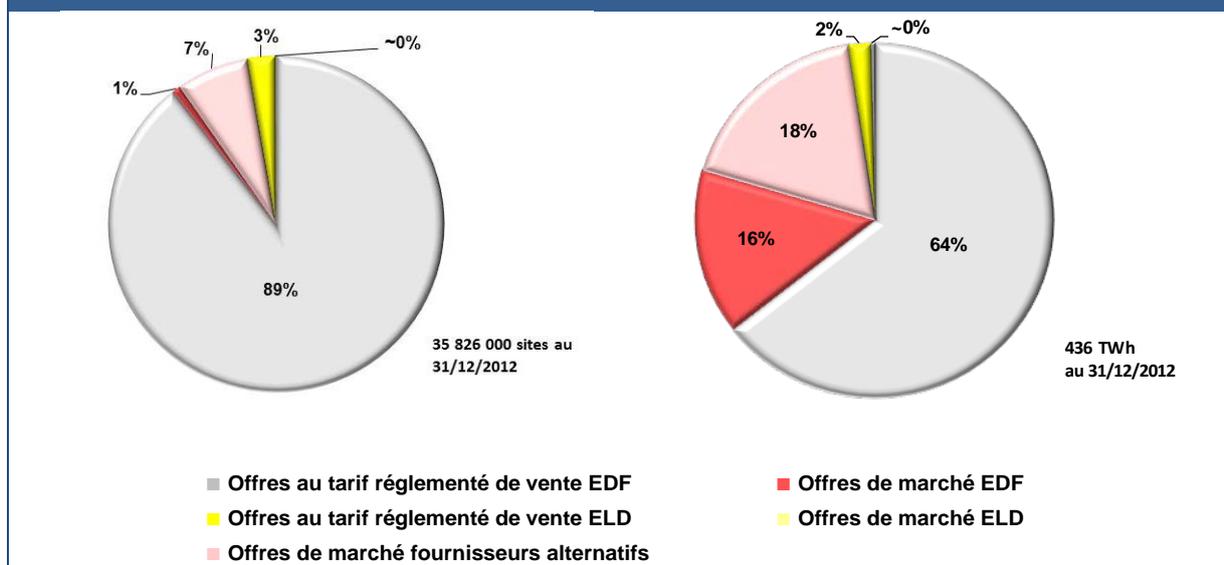
<sup>12</sup> Les fournisseurs historiques sur ces territoires sont ES Énergies Strasbourg (territoire d'Electricité de Strasbourg), Gaz et Electricité de Grenoble, UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Ségolis (territoire de Gérédis-deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD).

Figure 4. Fournisseurs nationaux d'électricité actifs au 31 décembre 2012



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Figure 5. Répartition des offres en nombre de sites et en consommation



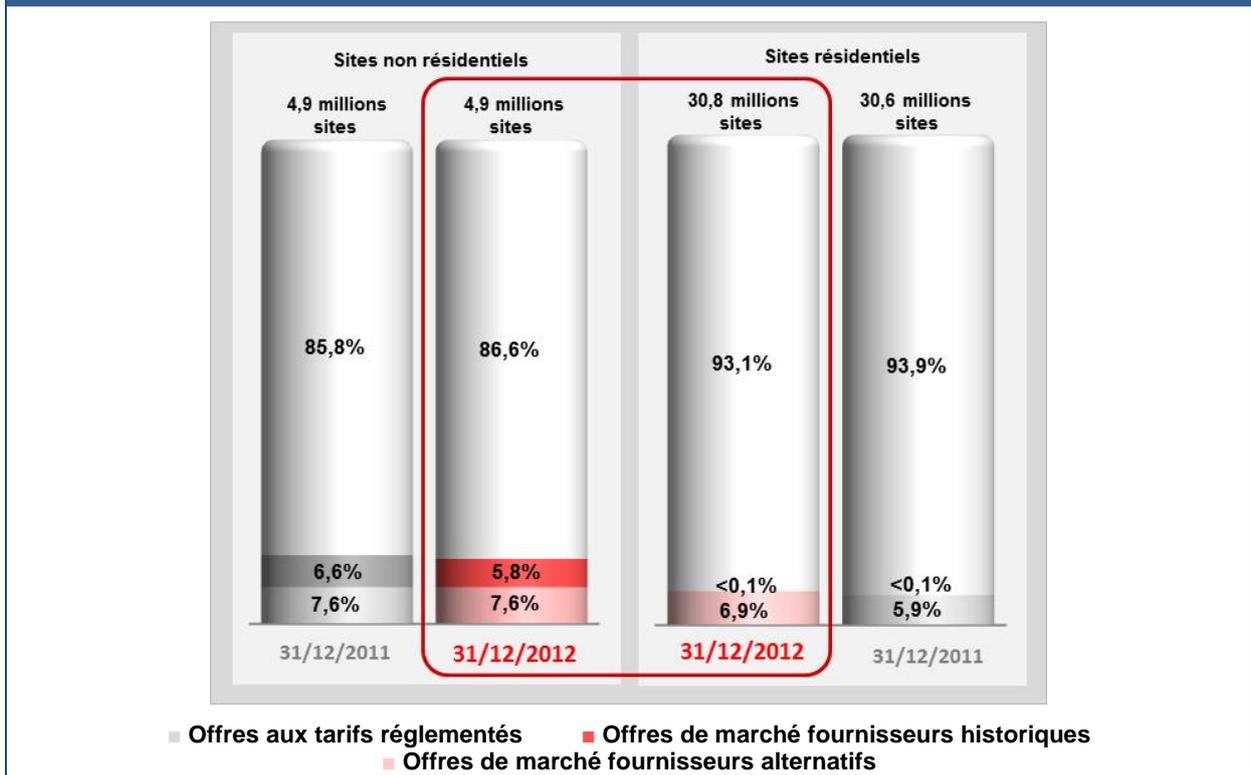
Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

## 1.2. Bilan de l'ouverture du marché de l'électricité au 31 décembre 2012

### 1.2.1. Répartition des types d'offre au 31 décembre 2012

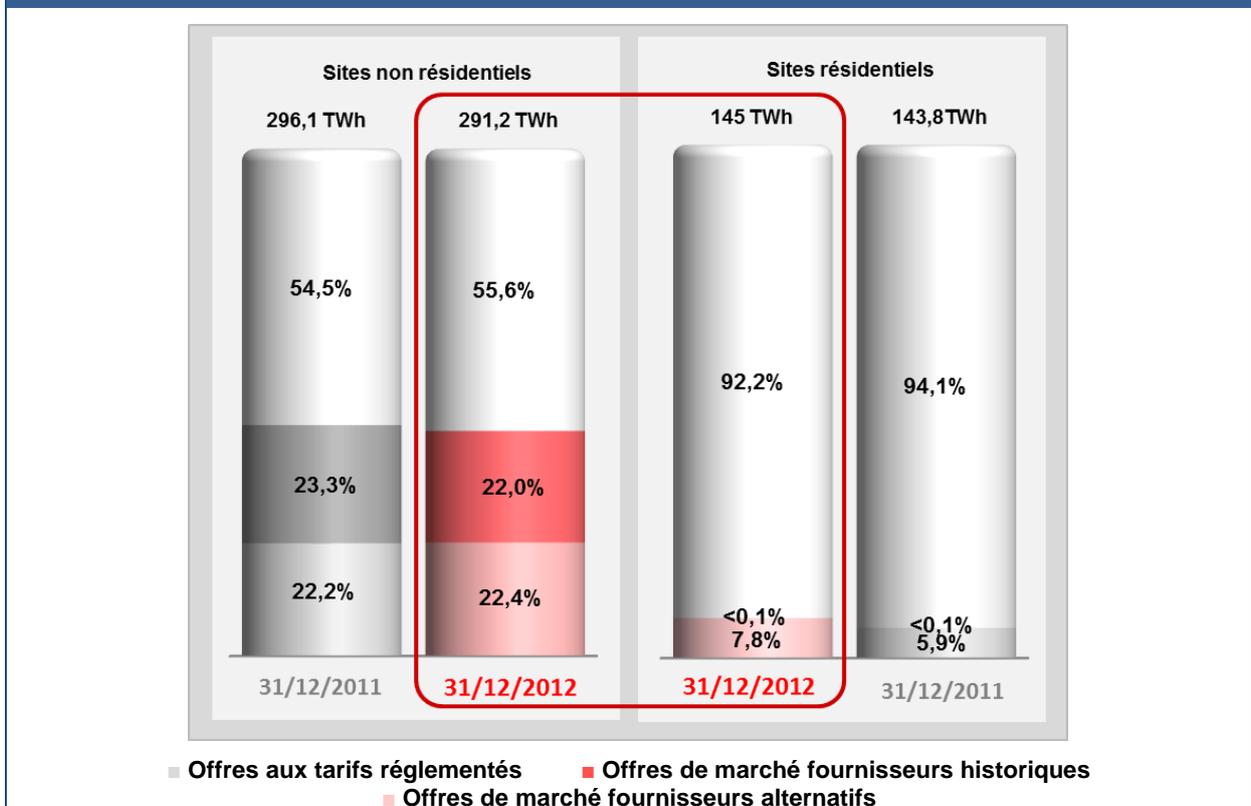
Au 31 décembre 2012, le marché de l'électricité reste largement dominé par les tarifs réglementés de vente avec 92 % des sites toutes catégories confondues, représentant 68 % de la consommation. Les graphiques de la Figure 6 et de la Figure 7 présentent le degré d'ouverture par segment, en le comparant avec celui mesuré au 31 décembre 2011.

Figure 6. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2011 et 2012



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 7. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2011 et 2012



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

La situation apparaît contrastée selon le segment analysé.

Au 31 décembre 2012, sur le segment résidentiel, les tarifs réglementés représentent 93,1 % des sites et 92,2 % du volume. Sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent que 55,6 % de la consommation mais toujours 86,6 % des sites, ce qui illustre le fait que ce sont essentiellement les plus gros consommateurs d'électricité qui ont fait jouer la concurrence.

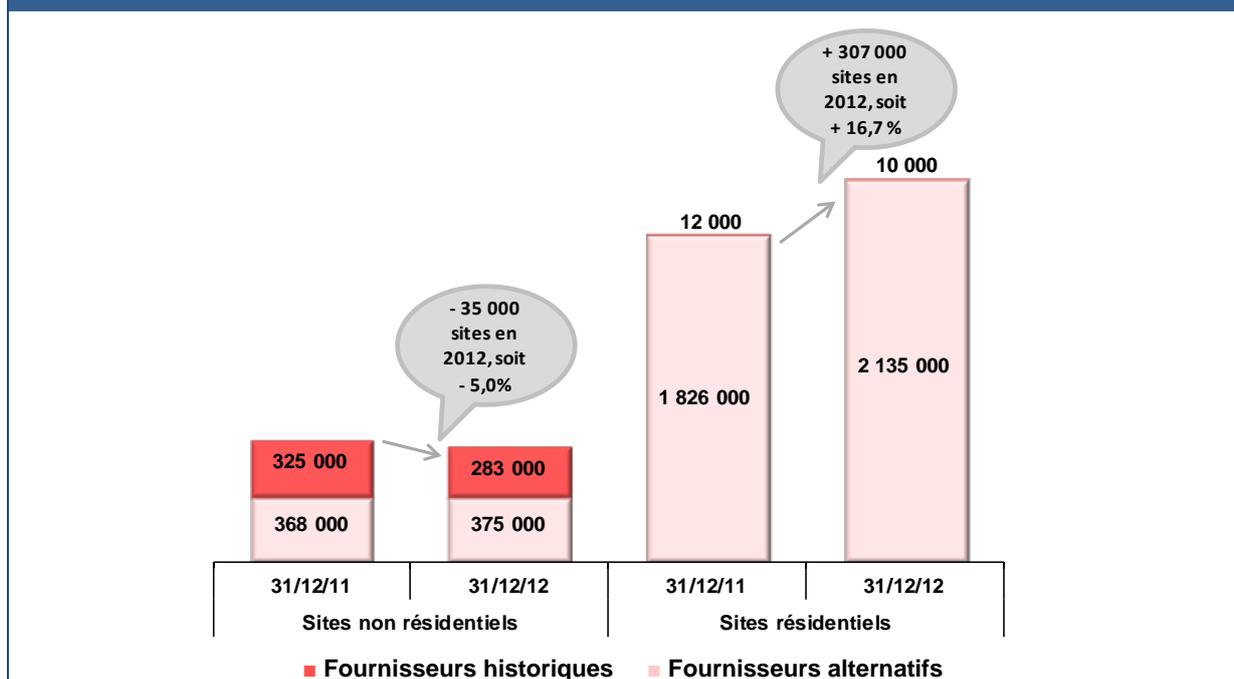
À la suite de la mise en œuvre au 1<sup>er</sup> juillet 2011 du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prévu par la loi NOME, les parts de marché en volume des fournisseurs alternatifs ont commencé par augmenter avant de se stabiliser sur l'année 2012.

### 1.2.2. Évolution des sites en offre de marché

Sur le segment résidentiel, au 31 décembre 2012, 2 145 000 sites sur un total de 30,8 millions sont en offre de marché en électricité, dont plus de 99 % chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 25 000 sites par mois au cours de l'année 2012, soit +16,7 % sur l'année. Les fournisseurs alternatifs ont gagné dans leur portefeuille 309 000 sites sur l'année 2012 (+ 16,9 %), correspondant à une augmentation de 1,5 TWh.

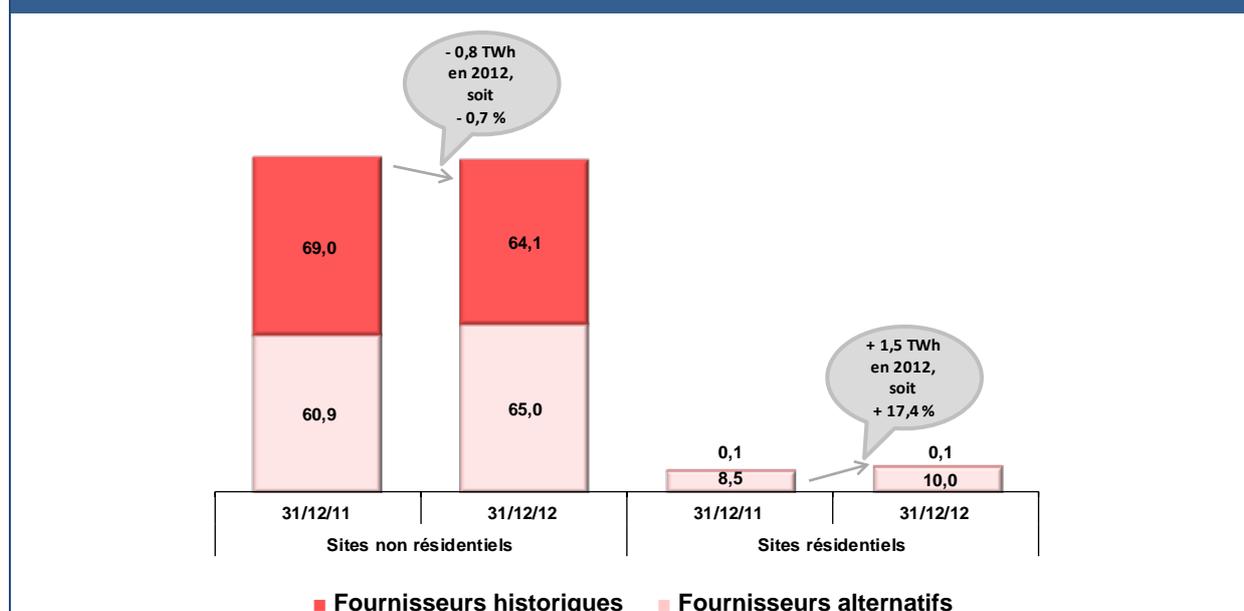
Sur le segment non résidentiel, le nombre total de sites en offre de marché s'est contracté de 5,0 % entre fin 2011 et fin 2012, passant de 693 000 à 658 000 sites, ce qui s'explique par la possibilité pour un site de retourner aux tarifs réglementés sous certaines conditions (cf. Tableau 2). Le nombre de sites en offre de marché chez les fournisseurs alternatifs est en hausse à fin 2012 (+ 1,9 % correspondant à 7 000 clients supplémentaires) après une légère baisse en 2011. Sous l'angle de la consommation, après une progression soutenue en 2011, on observe une progression légère des volumes de 4,1 TWh en offre de marché chez les fournisseurs alternatifs en 2012.

Figure 8. Évolution du nombre de sites en offre de marché



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 9. Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché (en TWh)



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

### 1.2.3. Répartition du volume et des sites au tarif réglementé de vente chez EDF

La répartition des sites et des volumes des clients au tarif réglementé de vente chez EDF, présentée Figure 10, a été élaborée à partir de la base des clients d'EDF à fin 2012. Les volumes de consommation d'électricité et le nombre de sites correspondent aux données réelles pour 2012.

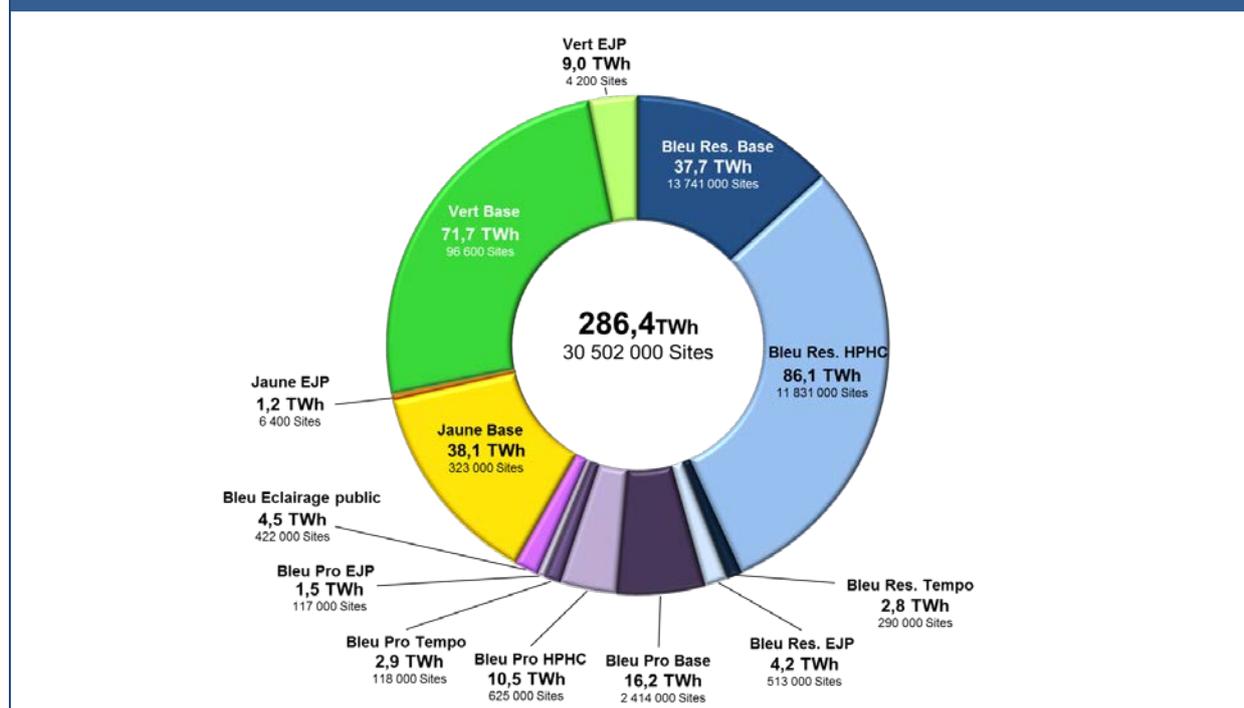
L'option heure pleine / heure creuse (HP/HC) représente les deux tiers des volumes d'électricité livrés à la clientèle résidentielle d'EDF aux tarifs réglementés de vente.

Les tarifs à effacement, qui présentent un intérêt pour la gestion de la pointe électrique, représentent encore 21,6 TWh, mais ce volume est en baisse de 3,5 % par rapport à 2011. Pour le segment bleu, seul le tarif TEMPO résidentiel (2,8 TWh pour un peu moins de 300 000 clients) est encore proposé par EDF, les autres (TEMPO PRO et EJP) sont en extinction.

Les tarifs jaunes et verts, qui représentent près de 120 TWh au total, soit 42 % des volumes livrés par EDF aux tarifs réglementés, sont amenés à disparaître avant le 31 décembre 2015. Les clients qui en bénéficient devront alors souscrire une offre de marché chez un fournisseur alternatif ou chez EDF, avec pour conséquence une atteinte possible du plafond de 100 TWh<sup>13</sup> fixé par la loi pour l'ARENH (cf. section 2). Les volumes livrés au tarif réglementé pour les clients au tarif jaune et vert restent par ailleurs stables par rapport à 2011.

<sup>13</sup> Au 31 décembre 2012, 60,7 % du volume maximal d'ARENH est déjà vendu par EDF aux fournisseurs alternatifs (cf. Figure 57).

Figure 10. Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés en 2012



Source : EDF

#### 1.2.4. Taux de pénétration en volume des fournisseurs alternatifs par segment de clients

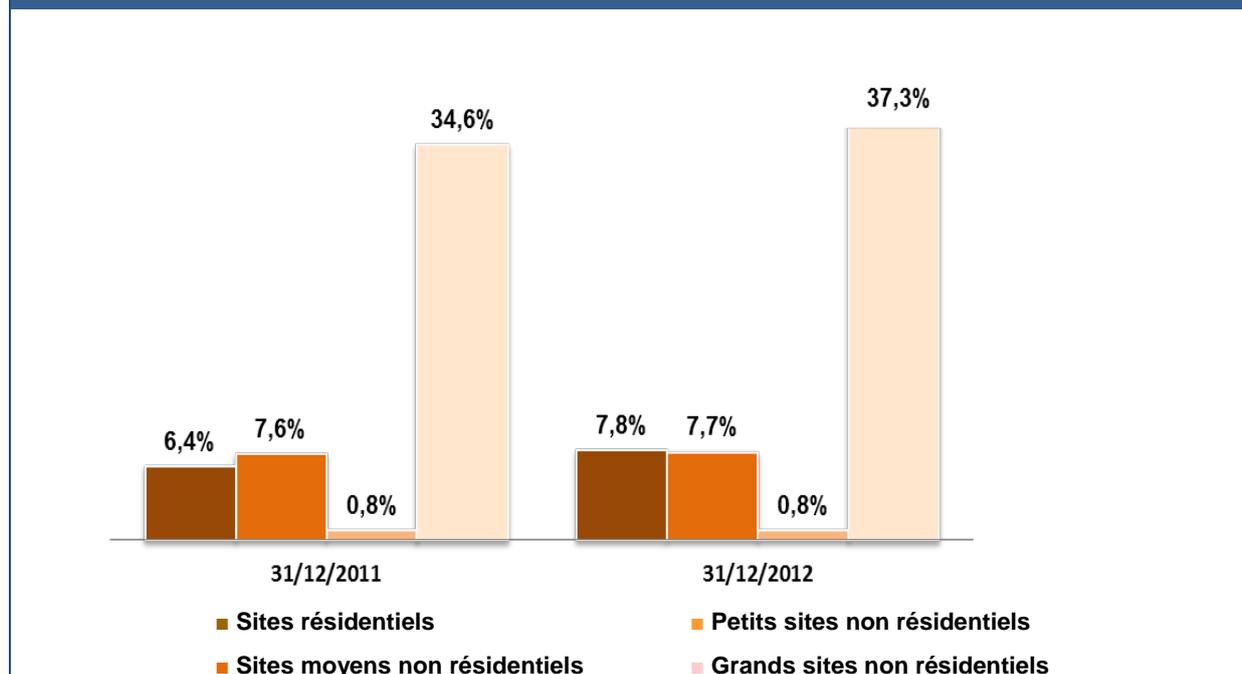
La Figure 11 illustre le développement de la concurrence sur les différents segments de consommateurs entre 2011 et 2012 en se fondant sur la segmentation telle que détaillé au paragraphe 3 de la présentation générale.

L'activité concurrentielle se concentre quasi-exclusivement sur les grands sites non résidentiels, qui ont, pour beaucoup, fait jouer leur éligibilité et, dès lors, ne peuvent plus bénéficier des tarifs réglementés de vente.

À la suite de la disparition du TaRTAM au 30 juin 2011, ces clients ont basculé dans la nouvelle organisation du marché de l'électricité et ont fait l'objet d'une importante pression concurrentielle.

Le développement concurrentiel est quasi-inexistant sur le segment des sites moyens non résidentiels qui bénéficient toujours à la fin de 2012, pour 96 % d'entre eux, des tarifs réglementés de vente, lesquels demeurent toujours inférieurs aux prix des offres construites à partir d'un approvisionnement sur les marchés de l'électricité (cf. section 2).

**Figure 11. Part de la consommation totale de chaque type de client fournie par les fournisseurs alternatifs**



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

### 1.2.5. Part des offres de marché par responsable d'équilibre

Les parts des offres de marché présentées ci-dessous ont été calculées en se fondant sur les données transmises par les gestionnaires de réseau, qui ne connaissent pas l'identité du fournisseur qui alimente un site mais celle du responsable d'équilibre (RE) au périmètre duquel ce site est rattaché. Les parts de marché des fournisseurs diffèrent légèrement de celles des RE.

Les trois graphiques ci-après font apparaître les parts de marché par RE sur le marché libre, c'est-à-dire pour les sites fournis en offre de marché. Les RE qui ont une part de marché inférieure à 3 % sont versés dans la catégorie « Autres ». Ces parts de marché sont présentées à fin 2012, ainsi qu'en évolution par rapport à fin 2011, en nombre de sites et en consommation annualisée, pour les différents RE au périmètre desquels sont rattachés des consommateurs sur les segments suivants :

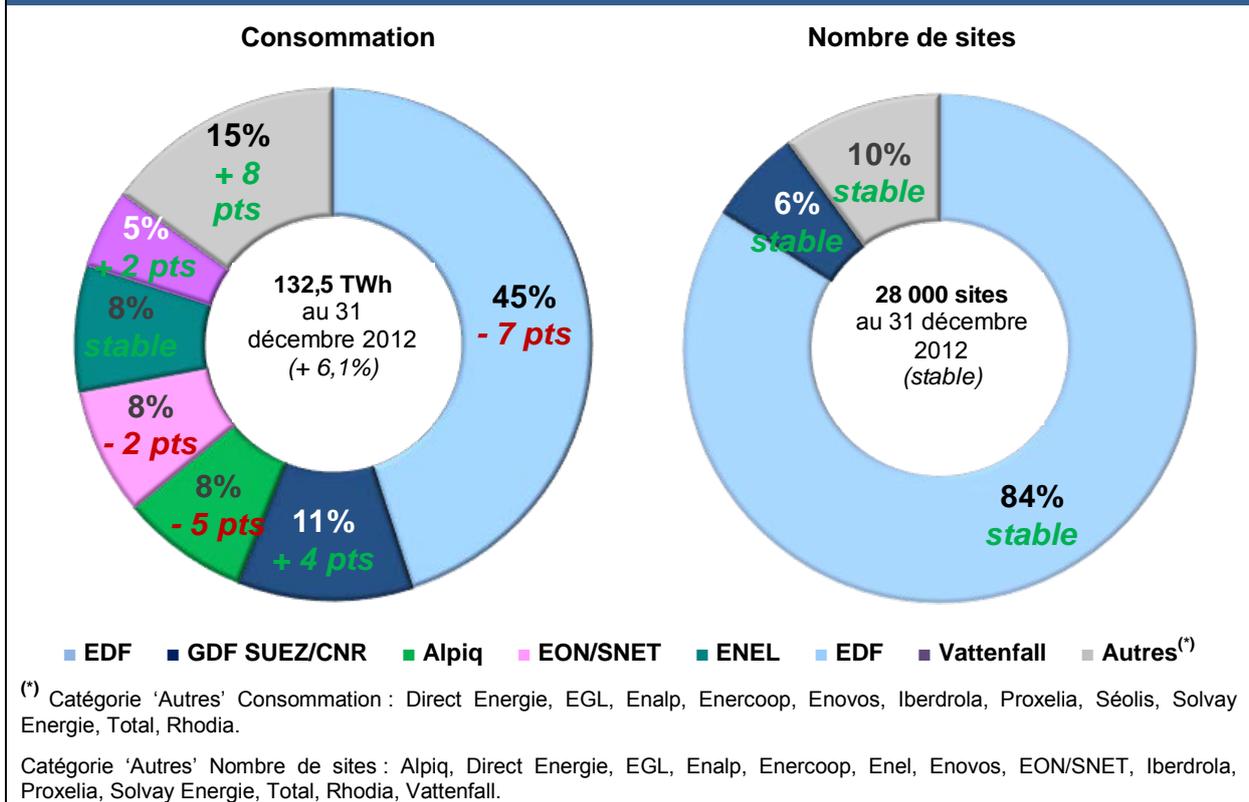
- Moyens et grands sites non résidentiels ;
- Petits sites non résidentiels ;
- Sites résidentiels.

Sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels (Figure 12), EDF détient 84 % du marché libre en nombre de sites. La situation est toutefois plus contrastée en volume, les fournisseurs alternatifs livrant un peu plus que la moitié de la consommation en offre de marché, soit 55 %.

Sur le segment des petits sites non résidentiels (Figure 13), Direct Energie et GDF SUEZ se partagent à parts égales la moitié du marché libre en consommation et EDF détient le reste du marché avec 48 % de part de marché.

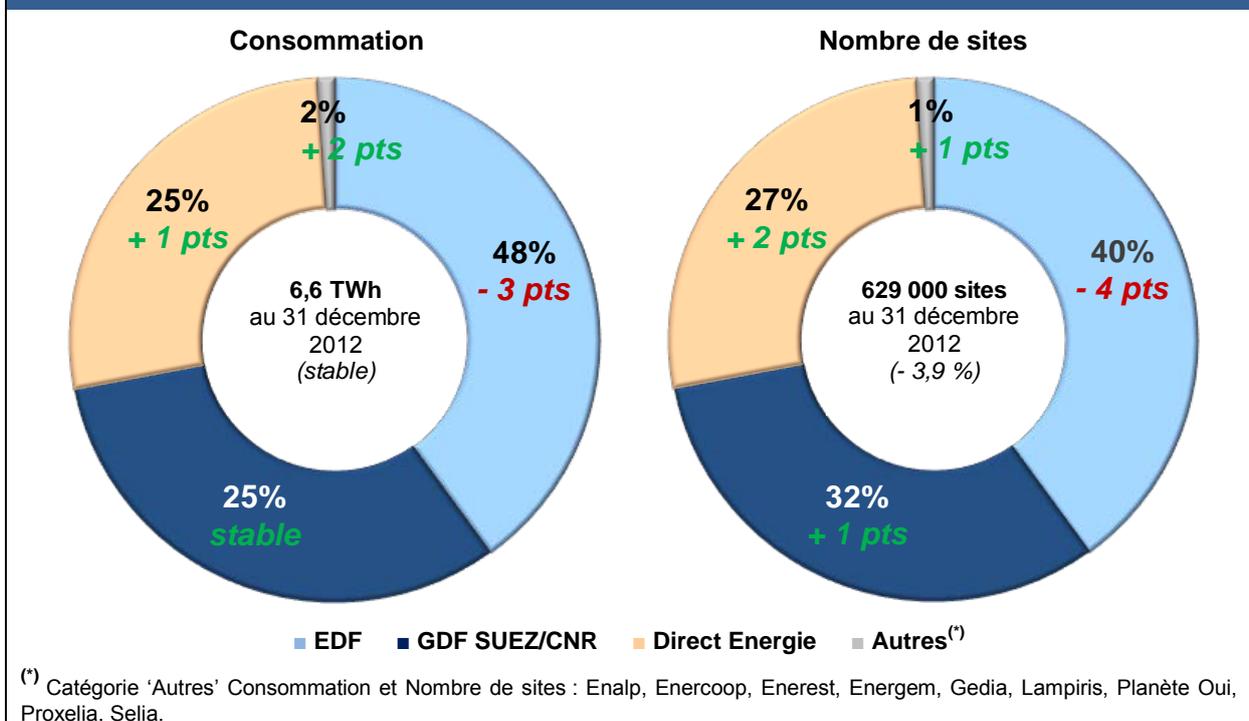
Sur le segment résidentiel, GDF SUEZ représente un peu plus des deux-tiers du marché ouvert à la concurrence. Direct Energie (les données présentées intègrent également le portefeuille de Poweo avant la fusion des portefeuilles des deux entités en mi-2012) en détiennent presque un tiers (en baisse de 6 points par rapport à 2011). Les autres fournisseurs actifs y sont marginaux.

Figure 12. Répartition des offres de marché à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011, sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels



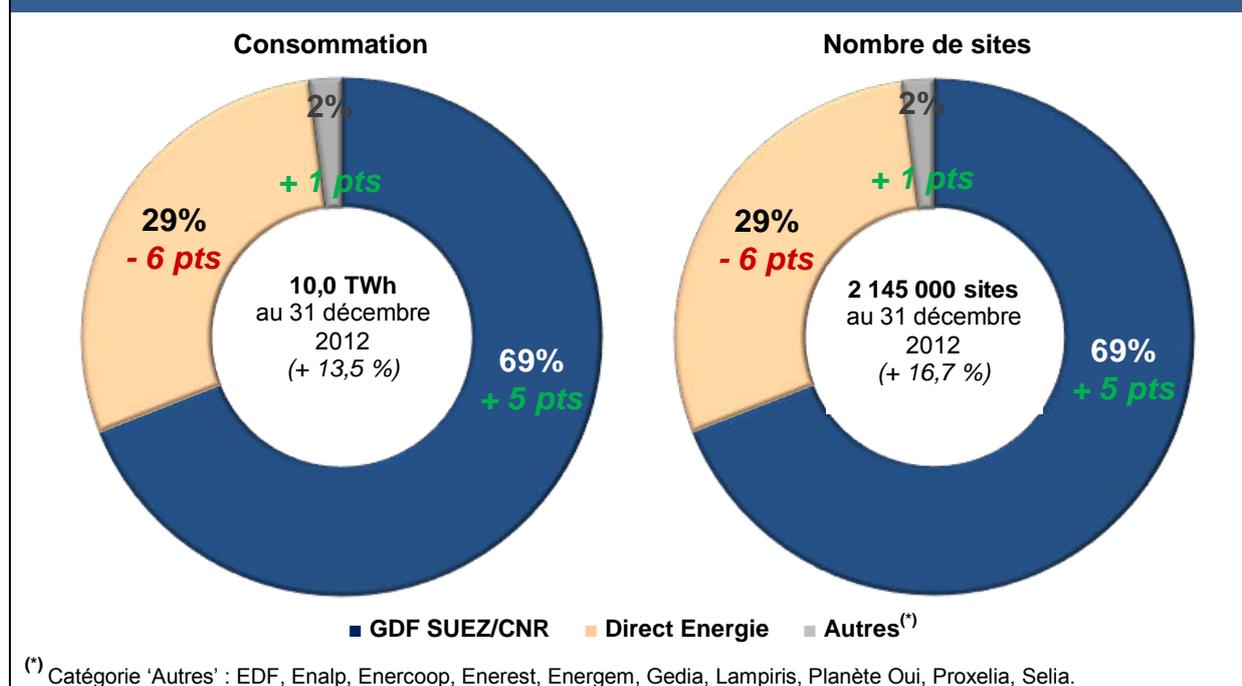
Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 13. Répartition des offres de marché à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011 sur le segment des petits sites non résidentiels



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 14. Répartition des offres de marché à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011 sur le segment résidentiel

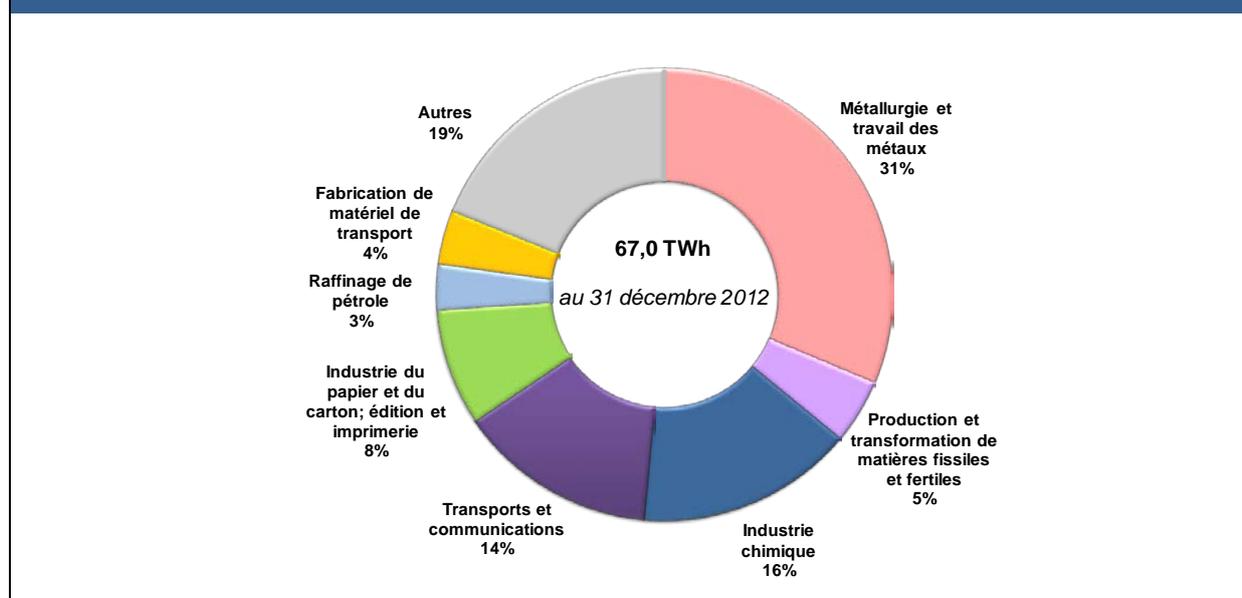


Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

#### 1.2.6. Consommation par secteur d'activité des sites industriels « transport »

La Figure 15 présente la répartition par secteur d'activité des volumes fournis aux sites raccordés au réseau de RTE au 31 décembre 2012, pour un volume global annuel de 67 TWh. La consommation d'électricité des grands sites industriels concerne pour près de la moitié la métallurgie et la chimie. La consommation d'électricité dédiée à la production et transformation de matières fissiles et fertiles, qui pesait encore 11 % en 2011, est divisée par deux en 2012 et ne pèse que 5 % en raison de l'utilisation d'un nouveau procédé pour l'enrichissement de l'uranium par la filiale d'Areva EUODIF<sup>14</sup>.

Figure 15. Répartition des consommations par secteur d'activité pour les clients transport



Source : RTE

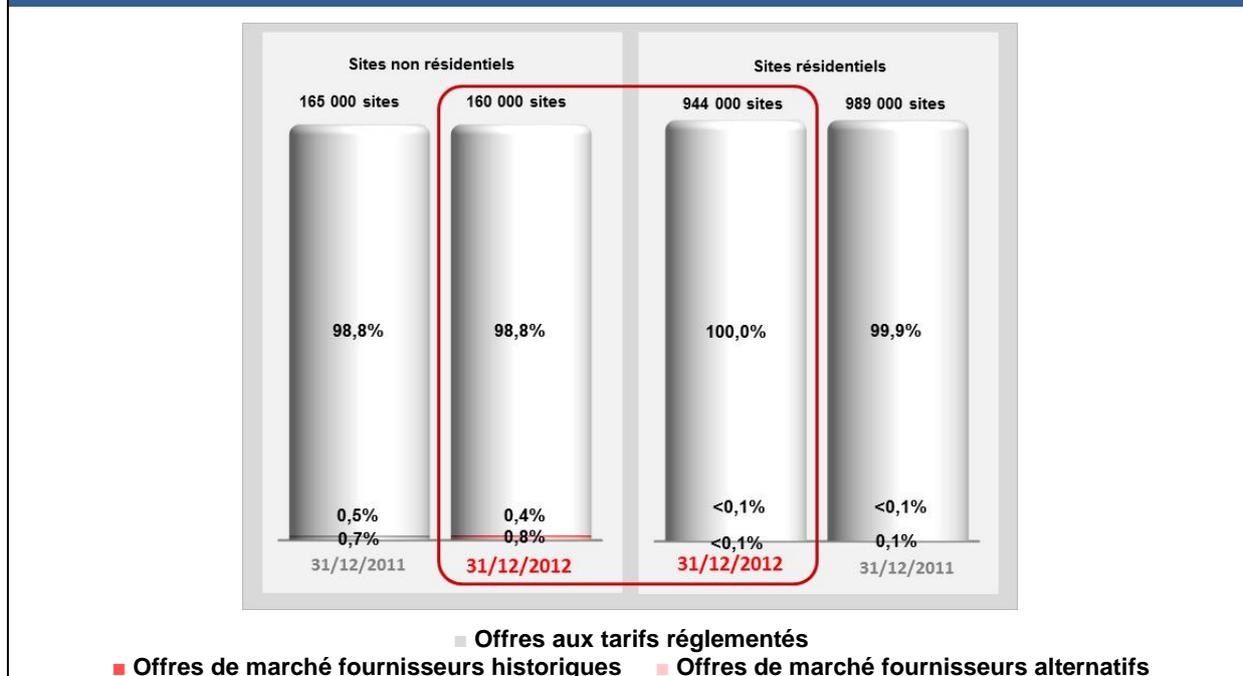
<sup>14</sup> Passage de la technologie de la diffusion gazeuse à celle de la centrifugation.

### 1.2.7. Développement de la concurrence sur le territoire des six principales ELD

Sur le territoire des six principales ELD, la concurrence est quasiment inexistante pour les clients résidentiels et très faible pour les clients non résidentiels, bien qu'en progression par rapport à 2011.

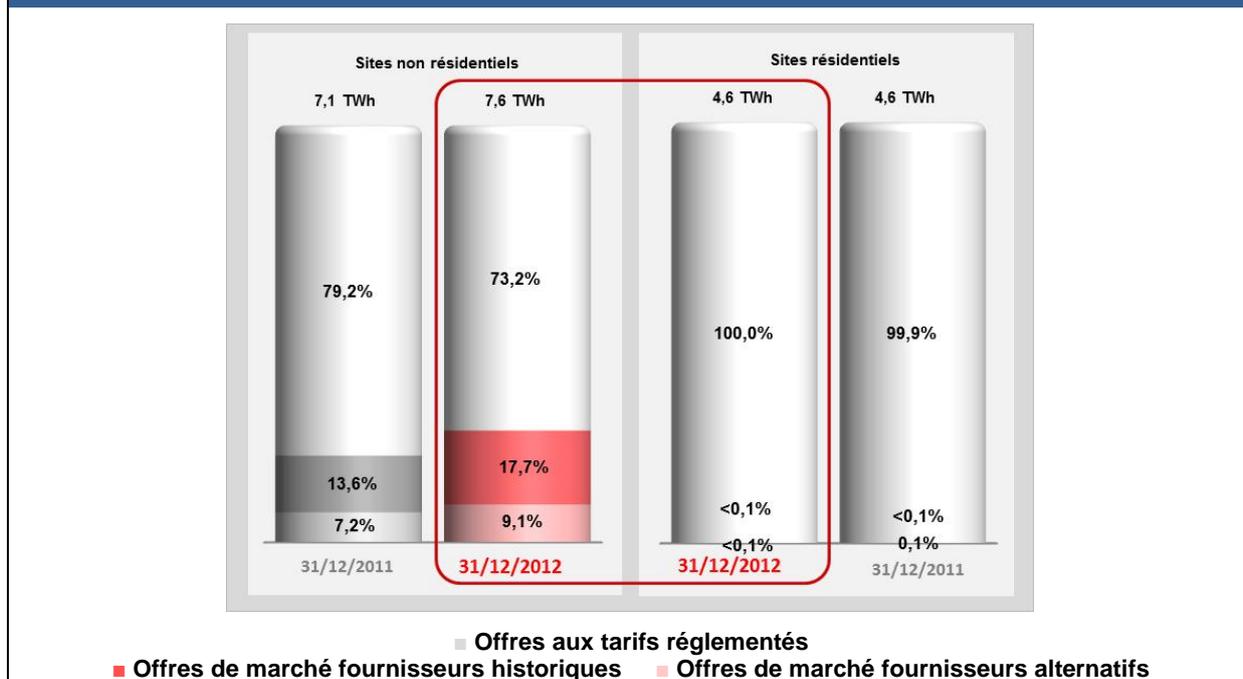
En nombre de sites, quel que soit le segment de clientèle, il n'y a pas eu d'évolution significative entre 2011 et 2012. Les clients sont fournis aux tarifs réglementés de vente pour 98,8 % chez les non résidentiels et 100 % chez les résidentiels à la fin de l'année 2012.

**Figure 16. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2011 et 2012 sur le territoire des ELD**



Source : GRD - Analyse : CRE

**Figure 17. Évolution de la répartition des volumes par type d'offre entre 2011 et 2012 sur le territoire des ELD**

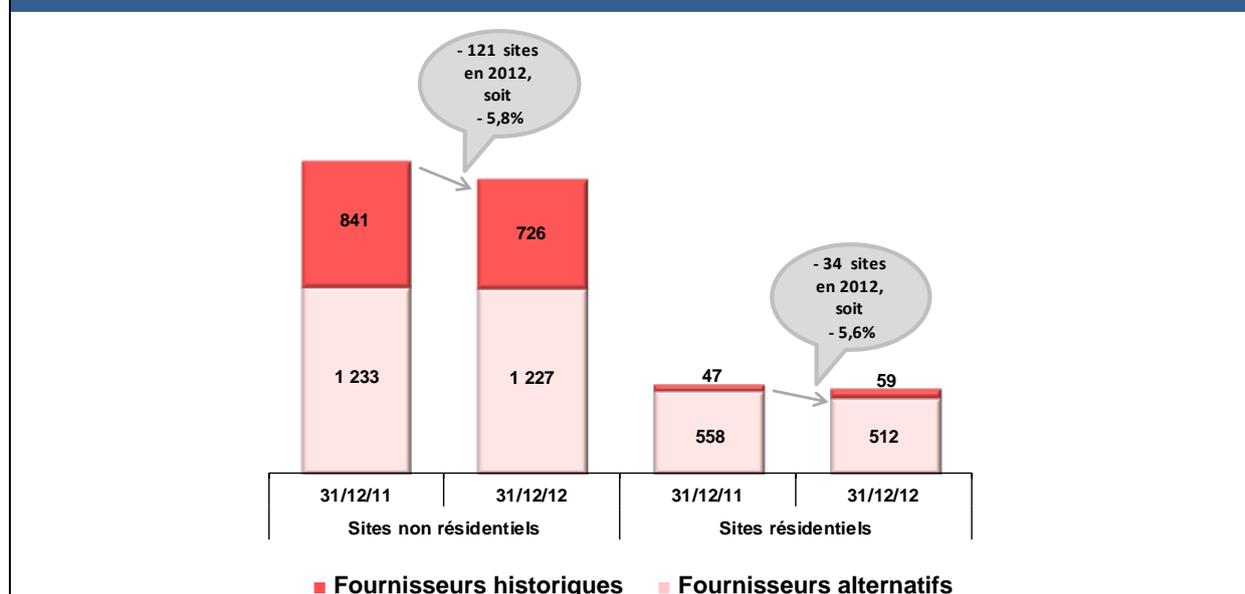


Source : GRD - Analyse : CRE

La totalité des sites résidentiels a opté pour les tarifs réglementés de vente, pour un total de 4,6 TWh à la fin de l'année 2012.

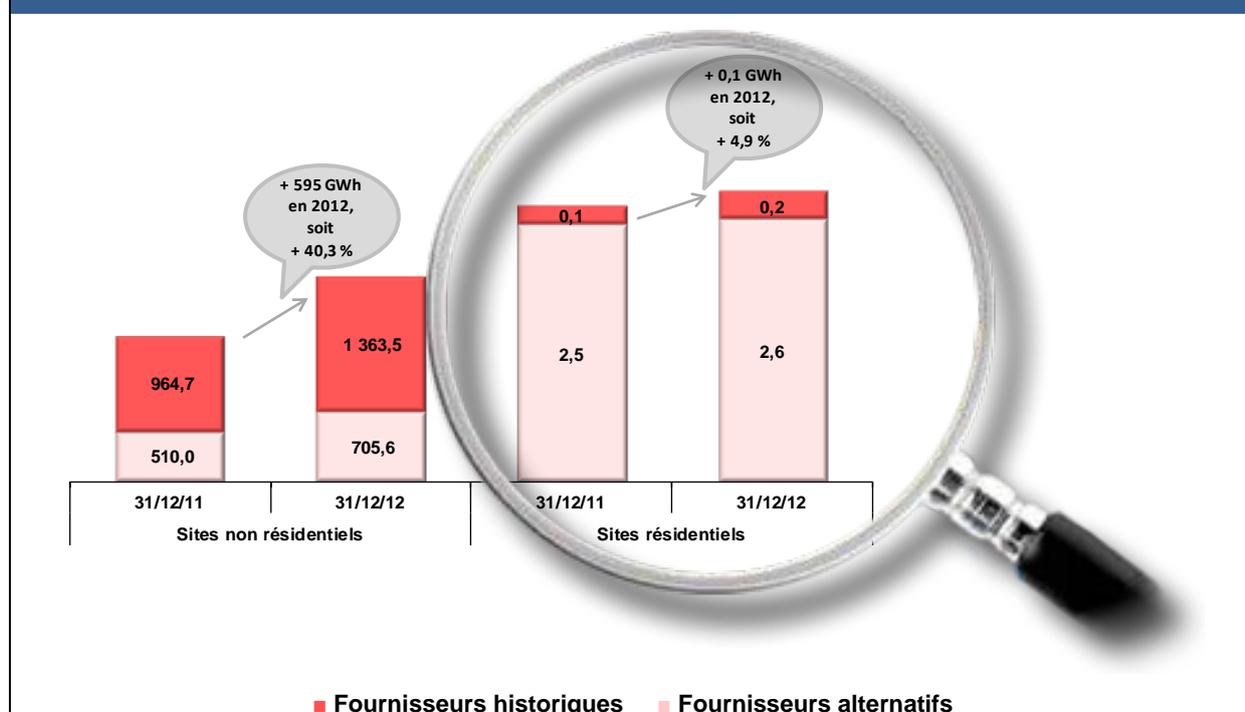
Sur le segment des sites non résidentiels, sur un total de 7,6 TWh (dont 5,5 TWh au tarif réglementé de vente), les fournisseurs historiques ont vu leur part de marché augmenter de 4 points pour les offres de marché, et les fournisseurs alternatifs ont vu leur part de marché augmenter de 2 points entre fin 2011 et fin 2012.

**Figure 18. Évolution du nombre de sites en offre de marché sur le territoire des ELD**



Source : GRD - Analyse : CRE

**Figure 19. Évolution de la consommation annualisée en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh)**



Source : GRD - Analyse : CRE

En 2012, comparé à la hausse très significative de 131 % constatée en 2011, le nombre de sites résidentiels en offre de marché a connu une baisse de 5,6 %, tandis que les volumes sont en hausse

de 4,9 %. Sur le segment des clients non résidentiels, le nombre de sites en offre de marché a diminué, alors que les consommations associées ont augmenté.

### 1.3. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail

Dans ce chapitre, l'activité concurrentielle de GDF SUEZ a été étudiée séparément de celle des autres fournisseurs alternatifs pour permettre de comparer le développement sur le marché de l'électricité du principal opérateur historique de gaz naturel par rapport à l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs nouveaux entrants.

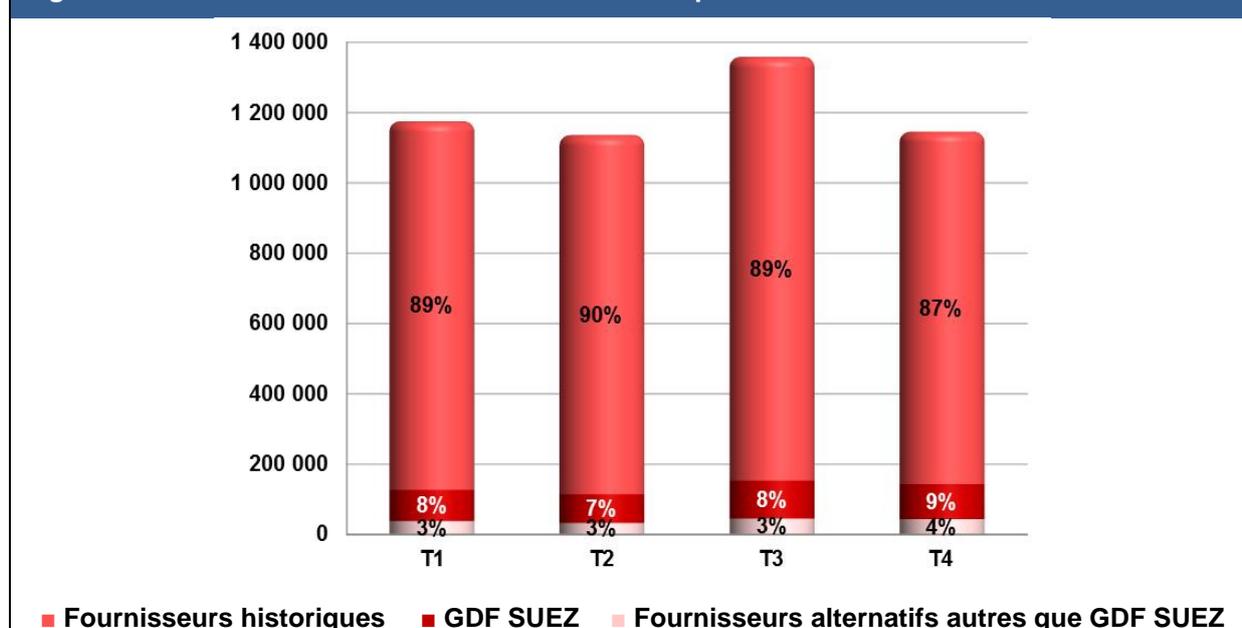
#### 1.3.1. Mouvements de marché

Les fournisseurs historiques réalisent une très large majorité des mises en service (création de nouveaux sites ou emménagement d'un nouveau client sur un site existant). Les fournisseurs alternatifs sont en revanche plus actifs sur les changements de fournisseur.

##### Mises en service

Sur l'année 2012, 89 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs historiques, 8 % chez GDF SUEZ et 3 % chez les fournisseurs alternatifs autres que GDF SUEZ (évolution par trimestre détaillée sur la Figure 20). Comme la CRE l'avait déjà constaté l'année précédente, les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) semblent être contactés de façon préférentielle par les clients lors des mises en service.

Figure 20. Évolution du nombre de mises en service par trimestre au cours de l'année 2012

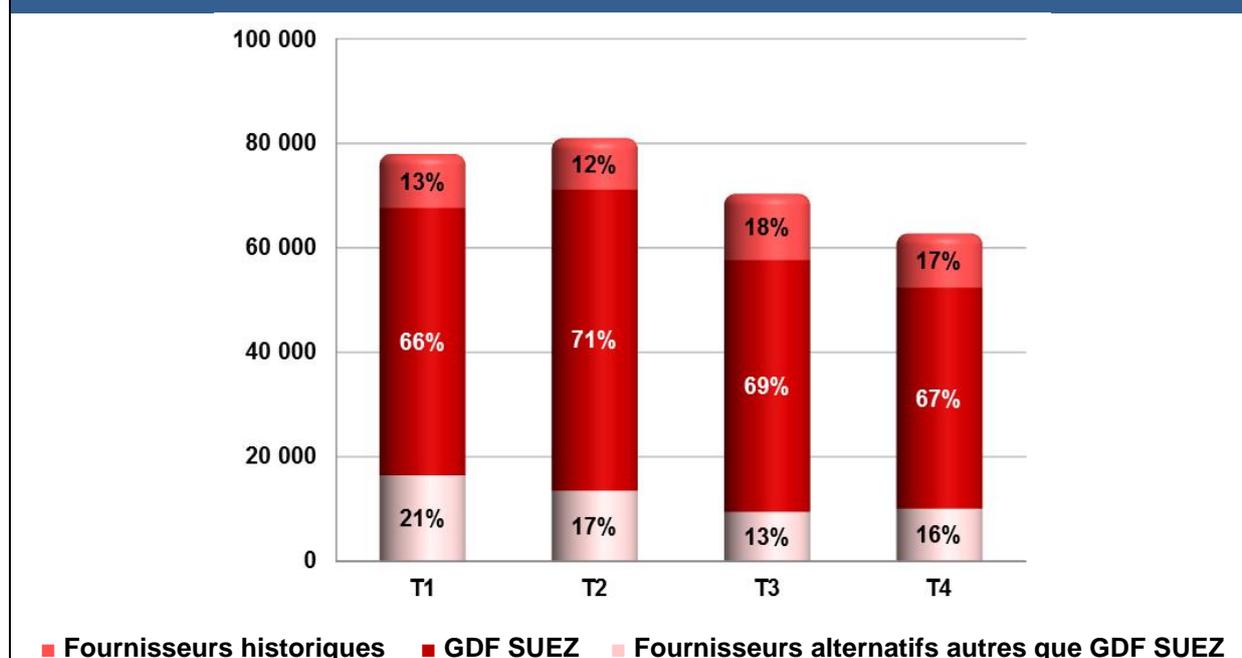


Source : GRD - Analyse : CRE

##### Changements de fournisseur

Les changements de fournisseur se font principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs, en particulier de GDF SUEZ, qui parvient comme en 2011, à capter plus de clients que l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs réunis (Figure 21). Parmi les clients ayant changé de fournisseur en 2012, 68 % ont souscrit un contrat chez GDF SUEZ, 17 % chez un fournisseur alternatif autre que GDF SUEZ et 15 % chez un fournisseur historique.

Figure 21. Évolution du nombre de changements de fournisseur au cours de l'année 2012



Source : GRD - Analyse : CRE

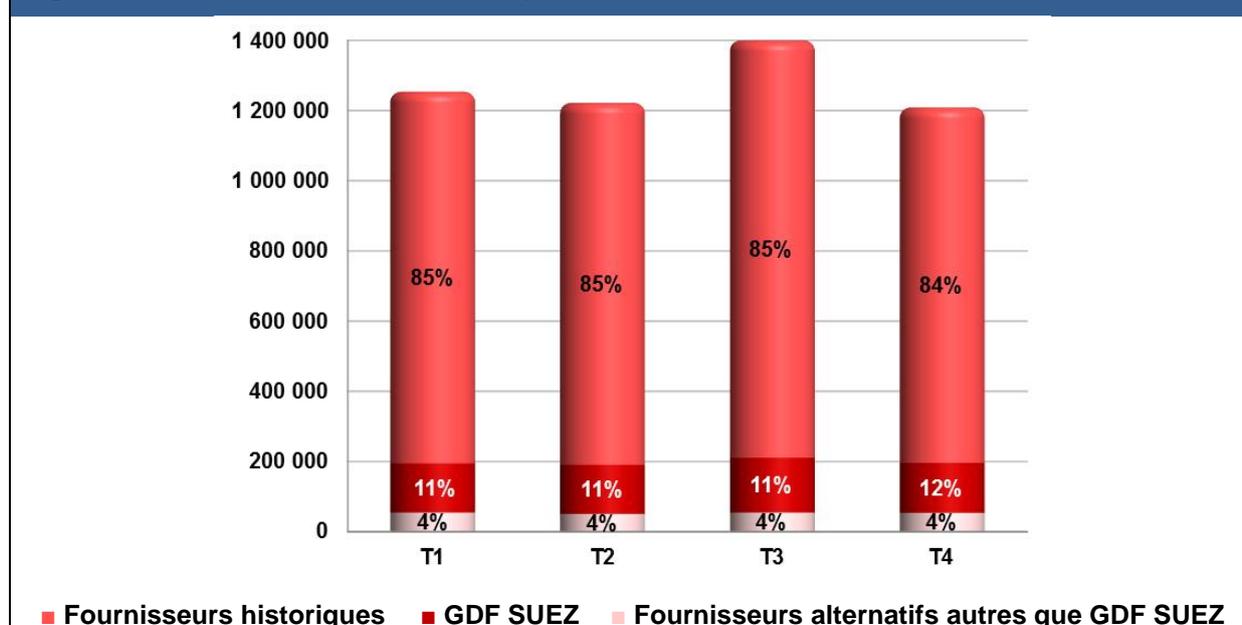
### Entrées en portefeuille

#### Ventes brutes

Les ventes brutes représentent la somme des changements de fournisseur et des mises en service. Elles permettent de mesurer les entrées en portefeuille des fournisseurs, sans tenir compte des clients qu'ils peuvent perdre sur la période.

En 2012, 85 % des nouveaux contrats conclus, tous segments confondus, l'ont été par des fournisseurs historiques, 11 % par GDF SUEZ et 4 % par les autres fournisseurs alternatifs.

Figure 22. Évolution des ventes brutes par trimestre au cours de l'année 2012



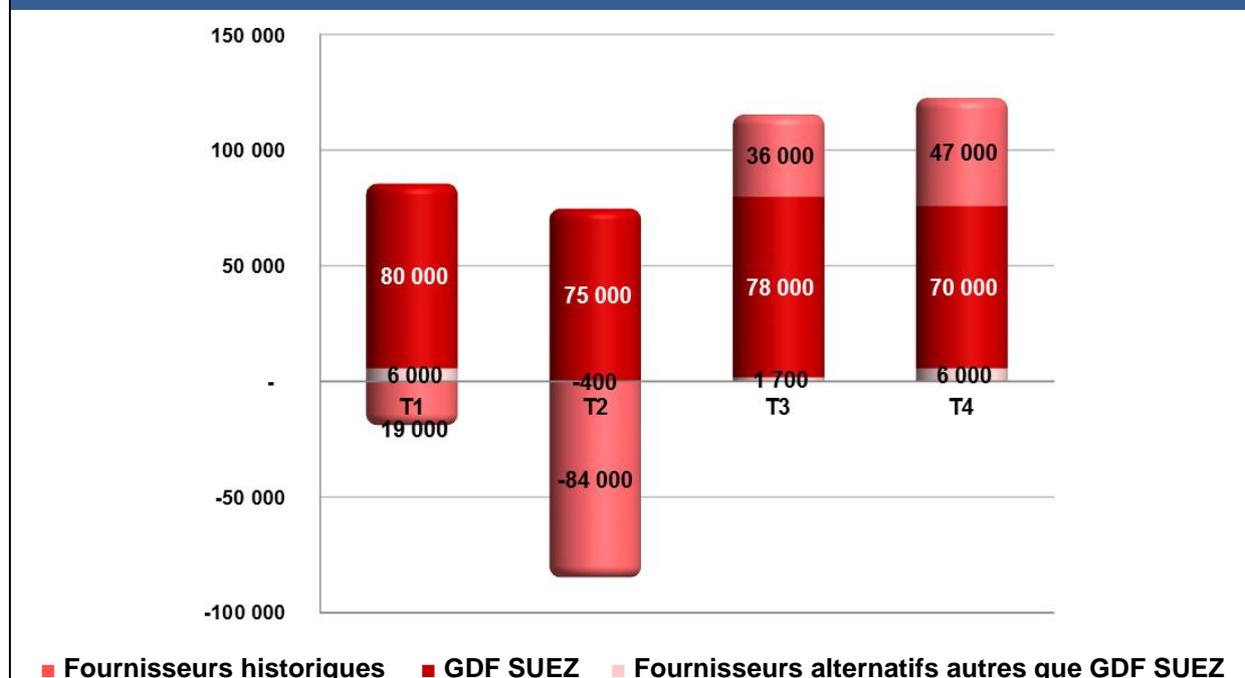
Source : GRD - Analyse : CRE

## Ventes nettes

En électricité, les ventes nettes correspondent aux ventes brutes (mises en service et changements de fournisseur) diminuées des résiliations. Les ventes nettes représentent donc le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu.

84 % des ventes nettes des fournisseurs alternatifs ont été réalisées par GDF SUEZ.

Figure 23. Évolution des ventes nettes par trimestre au cours de l'année 2012



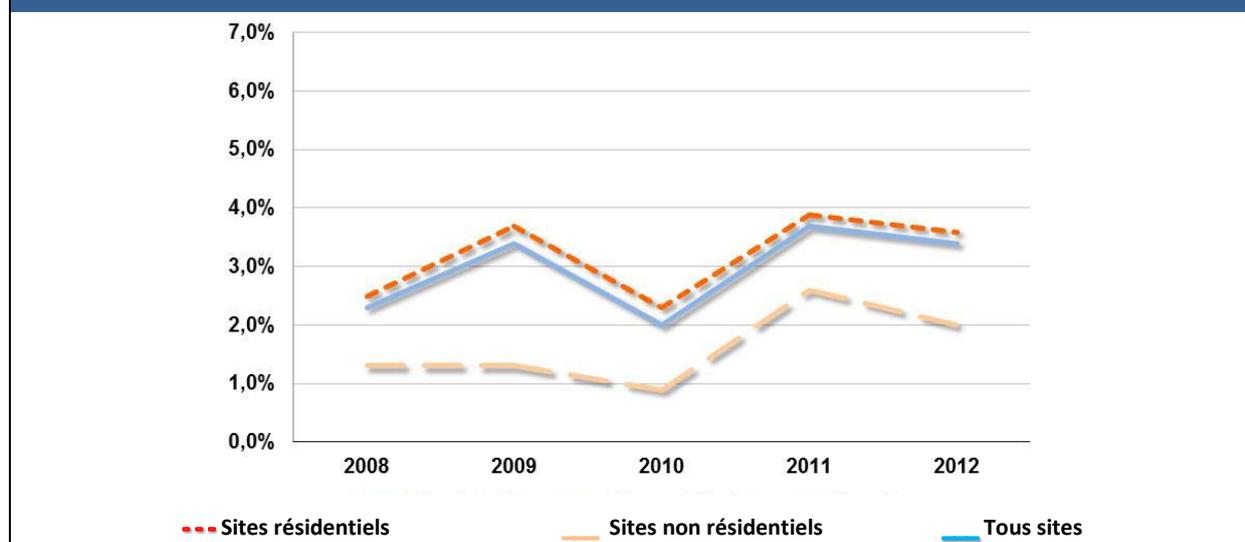
Source : GRD - Analyse : CRE

### 1.3.2. Taux de rotation ou taux de switch (exprimé en nombre de sites)

Le taux de rotation (ou taux de switch) est le ratio de la somme du nombre de changements de fournisseur et de mises en service des fournisseurs alternatifs sur le nombre total de clients dans chaque segment de clientèle. C'est un indicateur de l'intensité concurrentielle sur ce segment.

La Figure 24 montre qu'en 2012, le taux de switch a diminué comparé à l'année 2011. Sur l'ensemble des sites, cette baisse est de 0,3 points.

Figure 24. Taux de rotation entre 2008 et 2012



Source : GRD - Analyse : CRE

## 2. Gaz naturel

### 2.1. Acteurs de marché

Au 31 décembre 2012, sur le marché de détail du gaz naturel, 17 fournisseurs nationaux<sup>15</sup> actifs<sup>16</sup> sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr).

Les fournisseurs historiques<sup>17</sup> actifs se répartissent en deux catégories :

Les fournisseurs nationaux :

- ✓ *Sur le segment résidentiel* : Enerest et GDF SUEZ.
- ✓ *Sur le segment non résidentiel* : Enerest, Gaz de Bordeaux, GDF SUEZ et TEGAZ

Les fournisseurs non nationaux, au nombre de 19 ELD.

Les fournisseurs alternatifs<sup>18</sup> actifs se répartissent également en deux catégories :

Les fournisseurs nationaux :

- ✓ *Sur le segment résidentiel* : Alterna, Antargaz, Direct Energie, EDF et ENI.
- ✓ *Sur le segment non résidentiel* : Alterna, Antargaz, Direct Energie, E.On Energie, EDF, Endesa Energia, ENI, Enovos, Gas Natural, Gaz de Paris, Gazprom, Iberdrola, et VNG

Les fournisseurs non nationaux, au nombre de 17.

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis en gaz naturel au 31 décembre 2012 sur les réseaux GRT Gaz, TIGF, GrDF et des trois plus grandes ELD<sup>19 20</sup>. Ces sites sont fournis soit par un fournisseur historique (GDF SUEZ, Tégaz ou les fournisseurs historiques sur le territoire de ces trois ELD), soit par un fournisseur alternatif.

La Figure 26 présente la répartition globale des offres entre ces fournisseurs. Environ 79 % des sites (-2 % par rapport à fin 2011) et 36 % des volumes (-4 % par rapport à fin 2011) sont fournis au tarif réglementé de vente. En outre, les fournisseurs alternatifs représentent plus de 50 % des volumes en offre de marché.

---

<sup>15</sup> Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine (hors Corse).

<sup>16</sup> Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il fournit au moins un site en gaz naturel ;
- il est expéditeur d'équilibre d'au moins un site en CAT ;
- il est expéditeur d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

<sup>17</sup> Les fournisseurs historiques regroupent GDF Suez, TEGAZ et les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

<sup>18</sup> Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques de gaz naturel.

<sup>19</sup> Gaz de Bordeaux, Enerest et Gaz Electricité de Grenoble. Gaz de Bordeaux et Enerest sont les fournisseurs historiques sur les territoires respectifs de RÉGAZ et Réseau GDS.

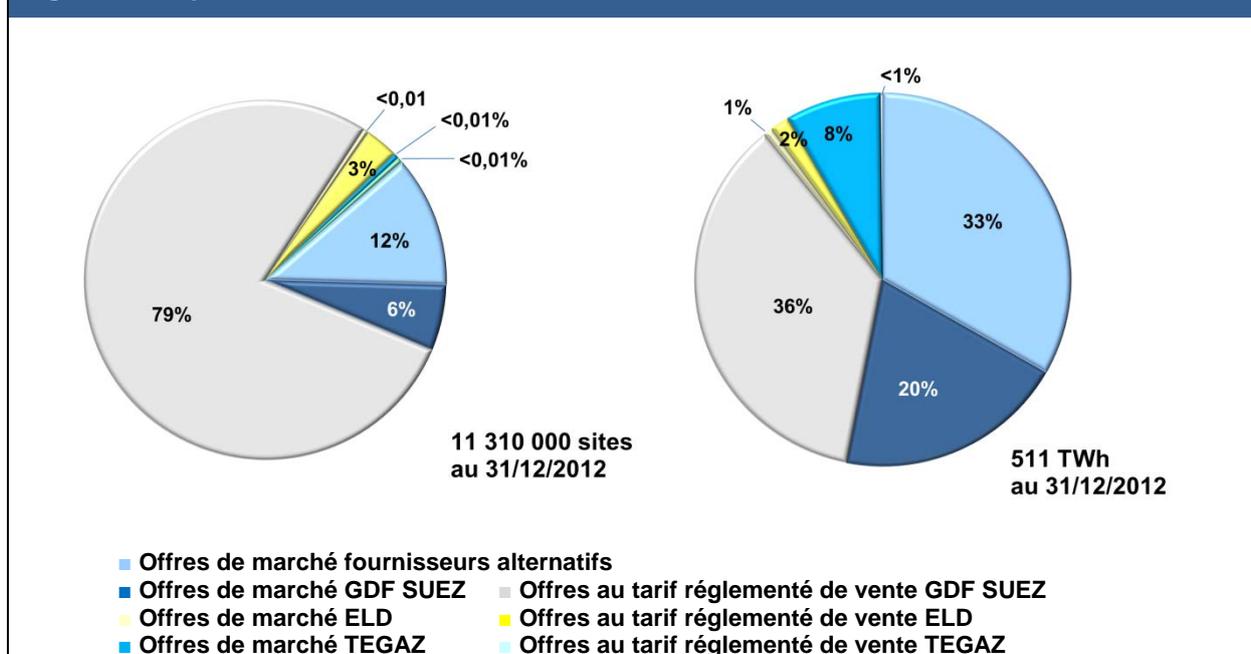
<sup>20</sup> Globalement, le périmètre d'étude retenu dans cette partie représente plus de 99 % des volumes fournis sur l'ensemble du territoire métropolitain tous gestionnaires de réseaux confondus.

Figure 25. Fournisseurs nationaux de gaz actifs au 31 décembre 2012



Source : CRE

Figure 26. Répartition des offres en nombre de sites et en volume



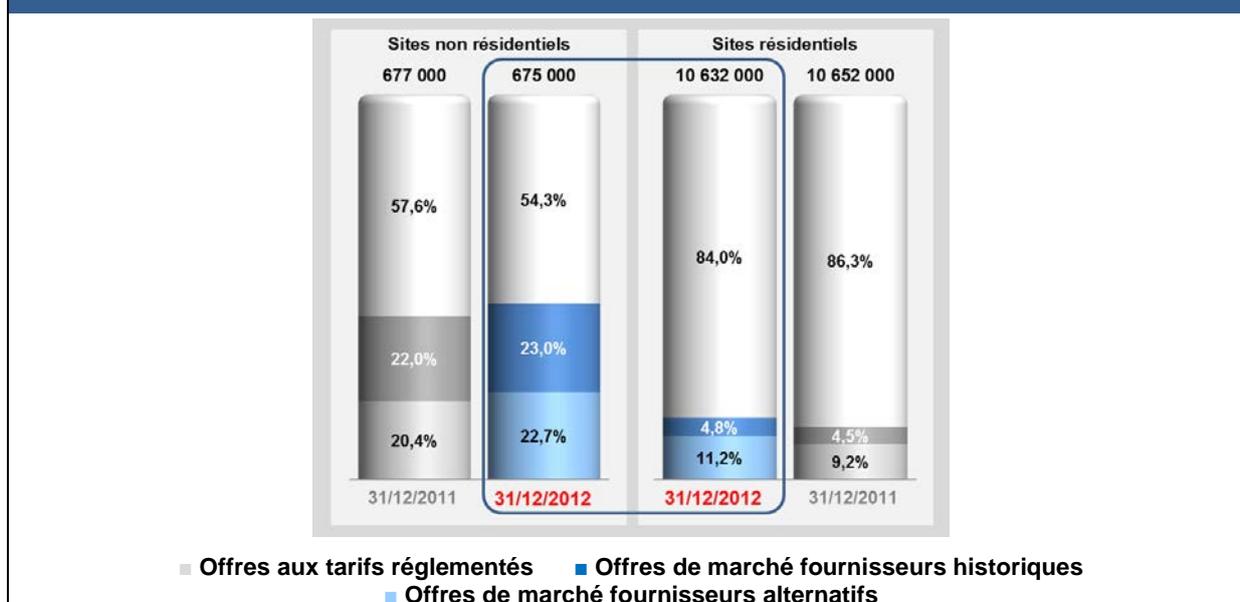
Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

## 2.2. Bilan de l'ouverture du marché du gaz au 31 décembre 2012

### 2.2.1. Répartition des types d'offre

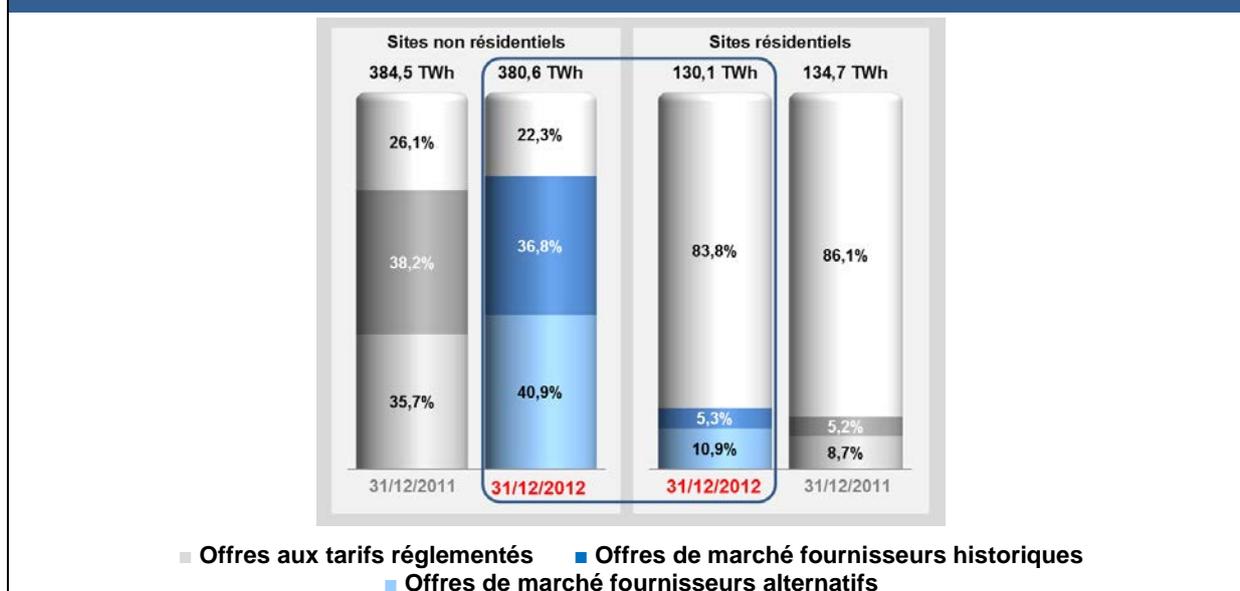
Au 31 décembre 2012, avec 84 % des sites et 84 % de la consommation, les tarifs réglementés restent prépondérants sur le marché du gaz résidentiel malgré une amélioration de l'ouverture à la concurrence durant 2012. À l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent plus que 54 % des sites et 22 % de la consommation (en nette diminution par rapport à 2011). La majorité des grands sites raccordés au réseau de transport sont désormais en offre de marché.

**Figure 27. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2011 et 2012**



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

**Figure 28. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2011 et 2012**



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

### 2.2.2. Développement de la concurrence par zone d'équilibrage et segment de clientèle

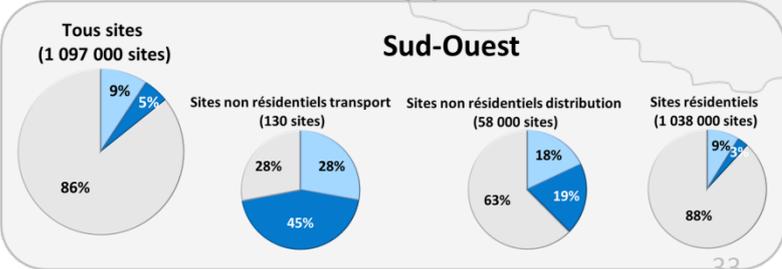
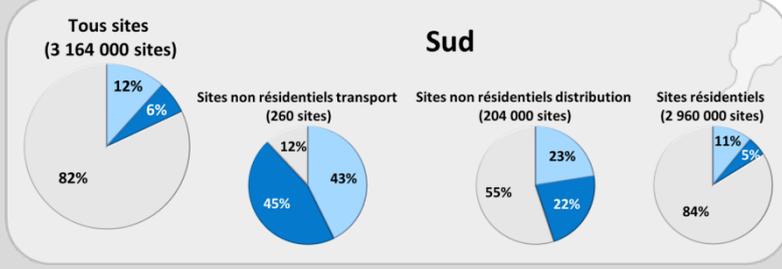
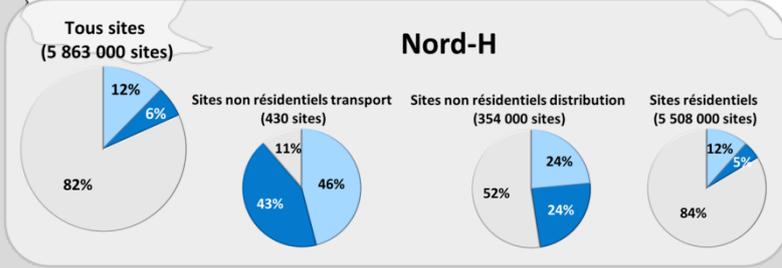
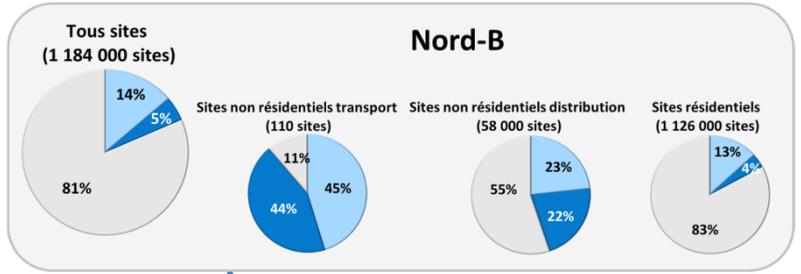
Les cartes ci-après présentent, pour les différentes zones d'équilibrage transport, la répartition au 31 décembre 2012 par segment de clientèle entre offres de marché des fournisseurs alternatifs, offres de marché des fournisseurs historiques et offres au tarif réglementé.

En termes d'ouverture des marchés, la zone Sud-Ouest est en retard sur l'ensemble des segments de clientèle. Pour les sites raccordés au réseau de distribution, l'écart avec les autres zones est notamment due à la présence de Régaz, dont le réseau représente 210 000 sites. Plus de 99 % des sites (5,3 TWh) sont au tarif réglementé, ce qui représente 19 % des volumes fournis sur le réseau de distribution de la zone Sud-Ouest. Dans les parties de la zone Sud-Ouest non desservies par Régaz, l'ouverture du marché reste également inférieure à celle des autres zones.

S'agissant des sites raccordés au réseau de transport, 28 % sont au tarif réglementé (pour moins de 12 % sur les autres zones). Ils représentent 13 % des volumes fournis sur ce segment (pour environ 1 % sur les autres zones).

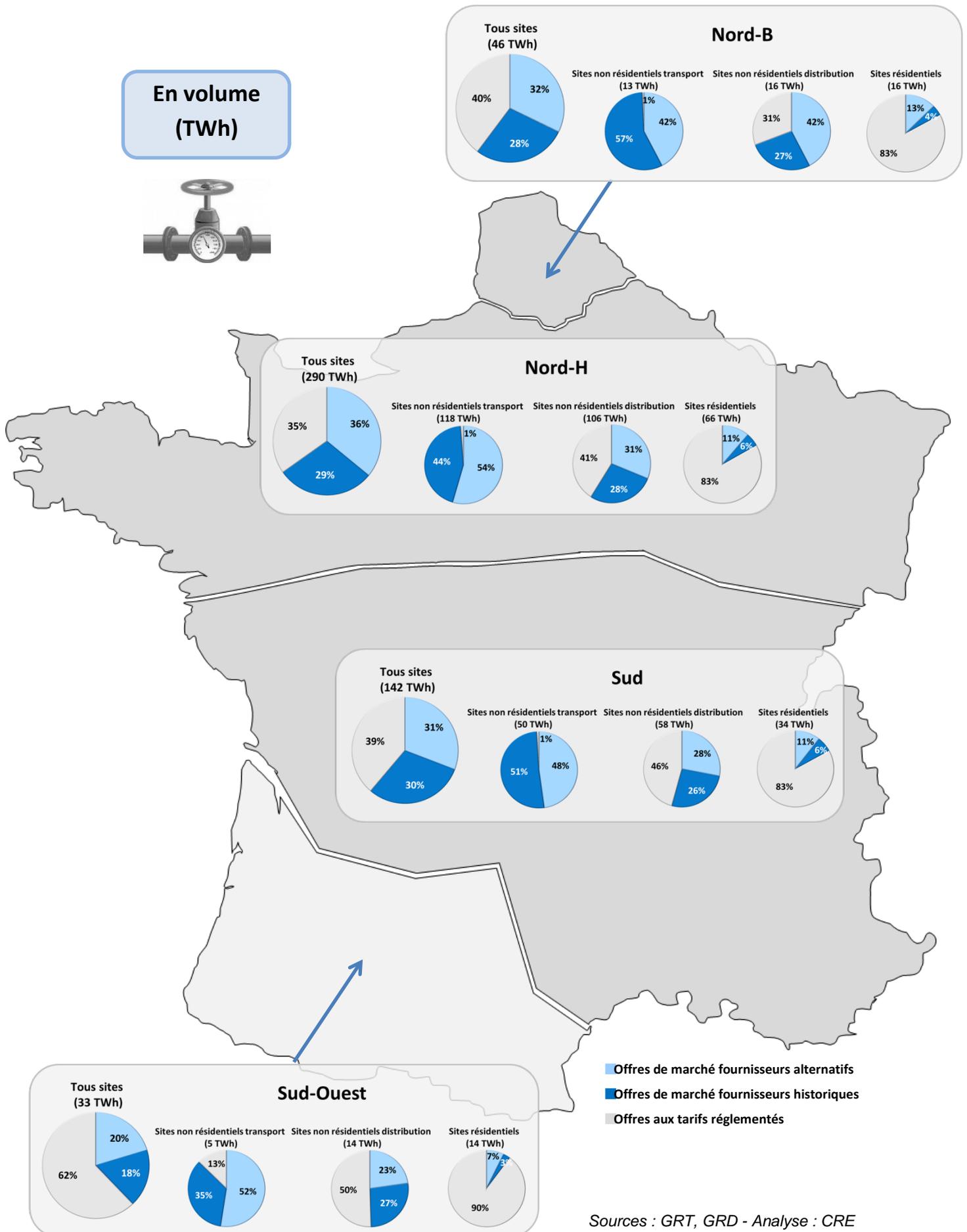
Figure 29. Répartition des sites par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2012

En nombre de sites



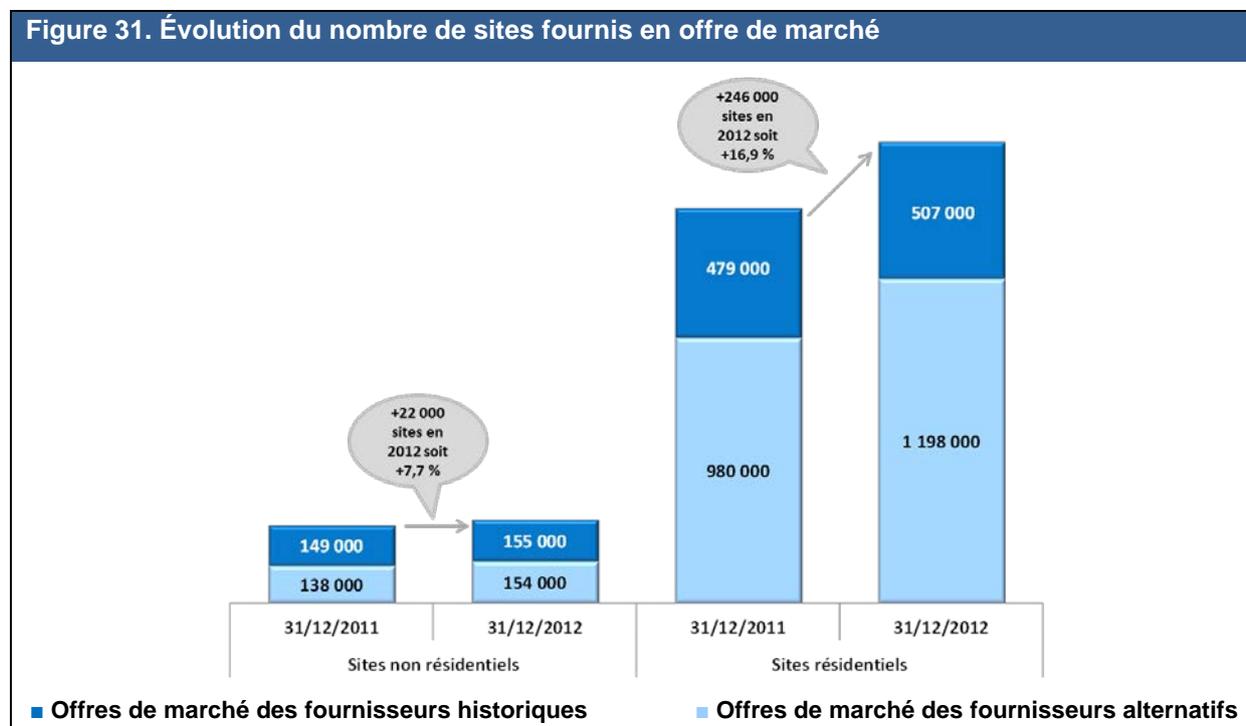
- Offres de marché fournisseurs alternatifs
- Offres de marché fournisseurs historiques
- Offres aux tarifs réglementés

Figure 30. Répartition des volumes fournis par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2012

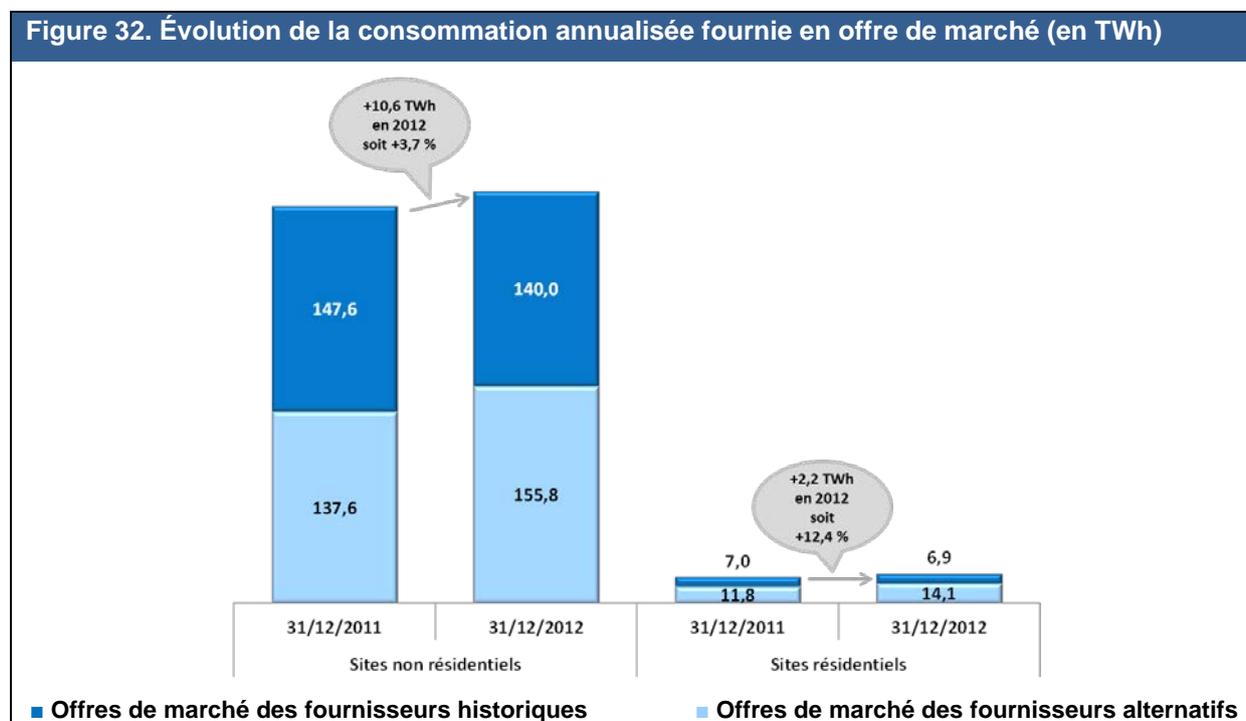


### 2.2.3. Évolution des sites en offre de marché

Le nombre de sites fournis en offre de marché et les volumes associés progressent significativement en 2012 en particulier sur le segment des clients résidentiels. Cette augmentation est continue sur l'ensemble de l'année, tant sur le segment résidentiel que non résidentiel. Les nouveaux clients en offre de marché se tournent davantage vers les fournisseurs alternatifs.



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

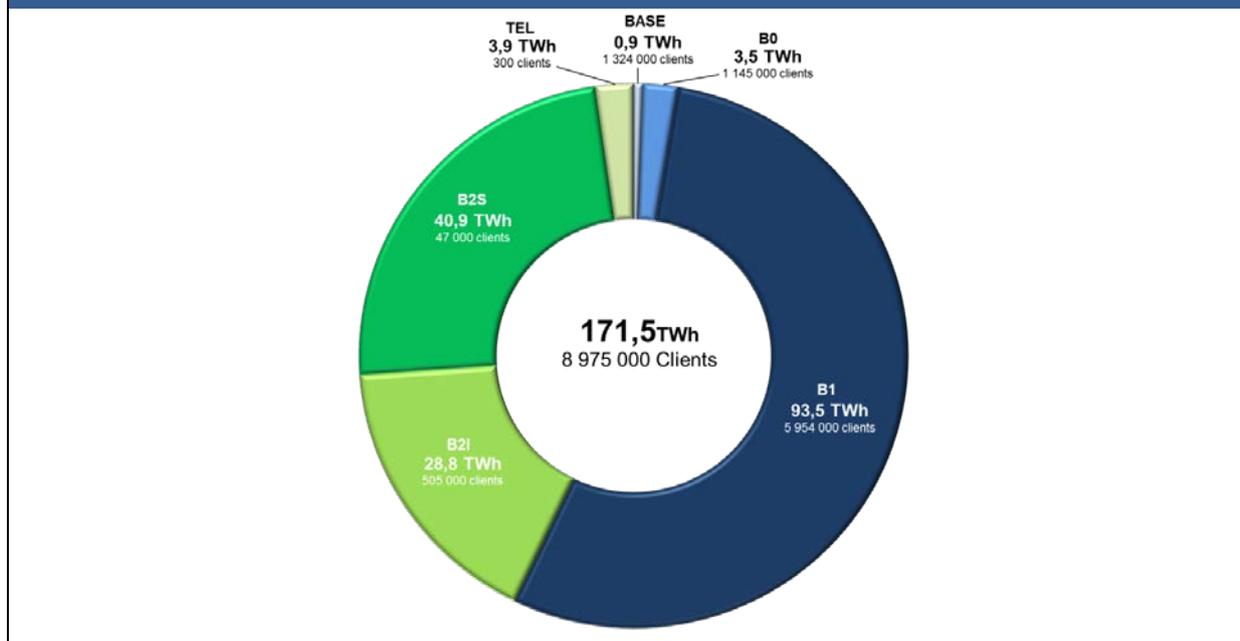


Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

## 2.2.4. Répartition du volume et des sites au tarif réglementé de vente chez GDF SUEZ

La répartition des sites et des volumes des clients au tarif réglementé de vente chez GDF SUEZ, présentée à la Figure 33, repose sur le portefeuille réel de GDF SUEZ correspondant à l'année 2012, corrigé des effets climatiques. Cette figure ne tient pas compte des tarifs réglementés de vente dits « à souscription » qui sont destinés aux clients industriels et qui sont proposés par GDF SUEZ, Tegaz et certaines ELD. Ces tarifs ne représentent plus que 13 TWh de consommation annuelle (-1 TWh par rapport à 2011), soit moins de 3 % de la consommation nationale totale.

**Figure 33. Répartition des ventes de GDF SUEZ aux tarifs réglementés de vente en distribution publique en 2012**



Source : GDF SUEZ

L'essentiel de la clientèle résidentielle de GDF SUEZ est au tarif B1 (chauffage individuel), lequel pèse pour plus de la moitié des volumes de gaz livrés aux tarifs par GDF SUEZ en 2012.

Les volumes vendus aux tarifs B2I et B2S (petites et moyennes chaufferies), qui représentent 41 % des volumes de gaz vendus aux tarifs réglementés par GDF SUEZ en 2012, sont en baisse de 2 % en moyenne par rapport à 2011, notamment en raison d'une plus forte pression concurrentielle sur ces segments de clientèle (cf. Figure 34).

Les tarifs Base et B0, correspondant aux plus faibles consommations (usages eau chaude et cuisson), représentent près de 3 % des volumes de gaz vendus aux tarifs réglementés par GDF SUEZ.

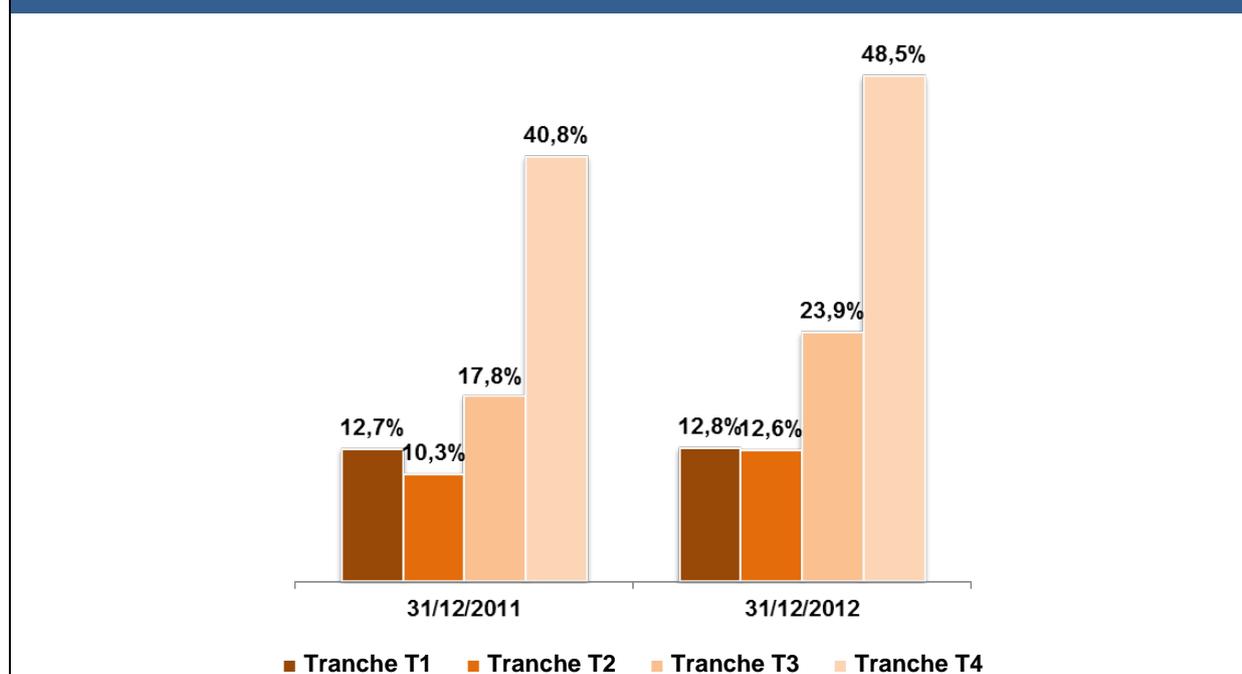
## 2.2.5. Taux de pénétration en volume des fournisseurs alternatifs par option tarifaire

La Figure 34 illustre le rythme de développement de la concurrence entre 2011 et 2012 pour les différentes options du tarif d'accès des tiers au réseau de distribution détaillées dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 3. Segments tarifaires des consommateurs raccordés au réseau de distribution**

Option tarifaire	Usages	Plage de consommation
Tranche T1	Cuisson, eau chaude	Moins de 6 MWh/an
Tranche T2	Chauffage	Entre 6 et 300 MWh/an
Tranche T3	Grandes chaufferies	Entre 0,3 et 5 GWh/an
Tranche T4	Industriels	Plus de 5 GWh

Figure 34. Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs selon l'option tarifaire



Source : GRD - Analyse : CRE

L'activité concurrentielle est essentiellement concentrée sur les plus gros clients industriels, pour lesquels les tarifs réglementés de vente ont toujours couvert les coûts de GDF SUEZ (cf. section 2, paragraphe 4.1). Ainsi, fin 2012, 48,5 % des volumes consommés par les clients en tarif distribution de la tranche T4 sont livrés par des fournisseurs alternatifs (contre 40,8 % fin 2011).

Même si, sur les autres options tarifaires, la présence des fournisseurs alternatifs est moins importante, une évolution sensible est à noter en particulier pour les clients de la tranche T3 où la proportion des fournisseurs alternatifs passe de 17,8 % fin 2011 à 23,9 % fin 2012.

#### 2.2.6. Parts des offres de marché par expéditeur final

Les trois figures ci-dessous présentent les parts de marché à fin 2012 des expéditeurs finals sur le marché libre, en consommation et en nombre de sites, ainsi que leur évolution par rapport à fin 2011, sur les segments suivants :

- grands clients non résidentiels raccordés au réseau de transport ;
- clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution ;
- clients résidentiels.

L'expéditeur final est l'entité - ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution - qui prend en charge l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux points de consommation finals. L'expéditeur final peut être le fournisseur du client (majorité des cas) ou un tiers mandaté pour prendre en charge la partie acheminement seule<sup>21</sup>.

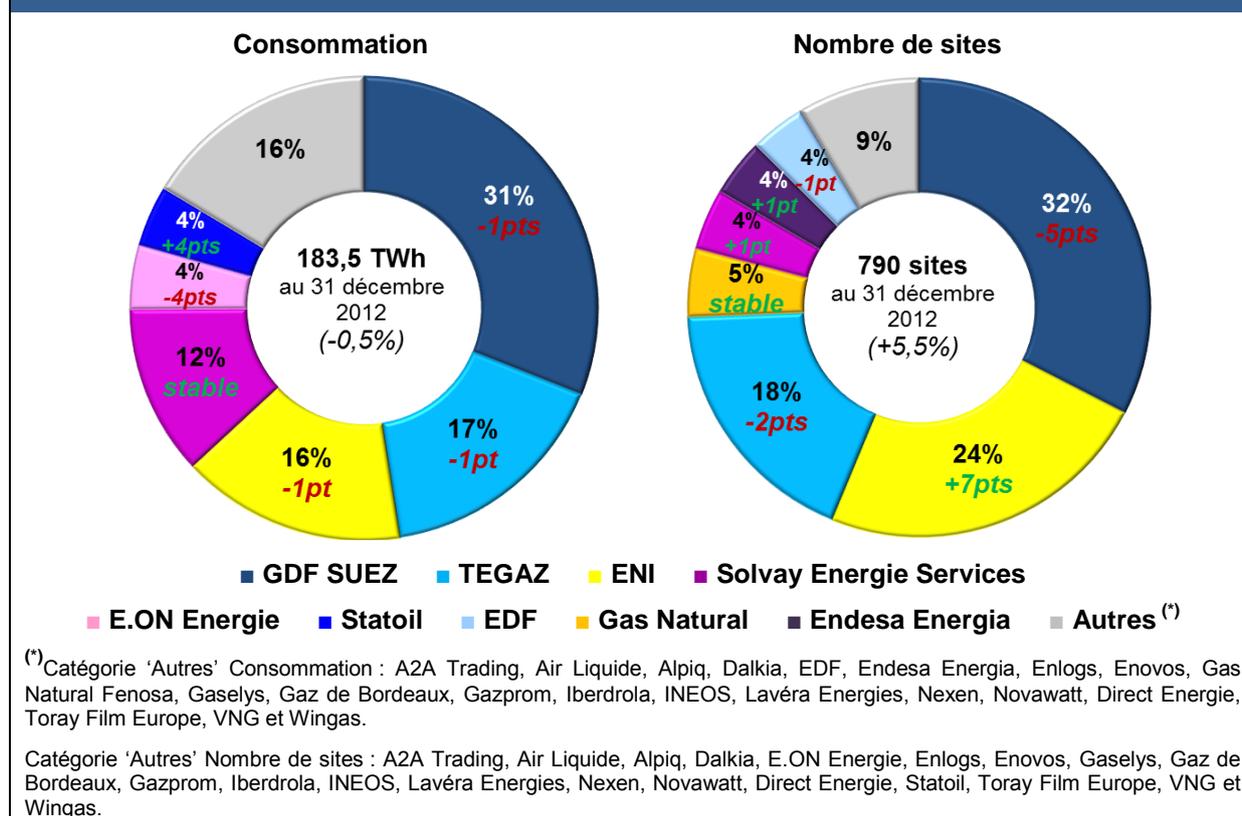
Les expéditeurs finals qui ont une part de marché inférieure à 3 % sont versés dans la catégorie « Autres ».

En dehors du segment des clients raccordés au réseau de transport dans lequel la majorité des sites est déjà passée en offre de marché, la part des clients en offre de marché a continué de progresser très nettement en 2012.

EDF et GDF SUEZ restent les acteurs prépondérants sur le segment des clients résidentiels. Il en est de même sur le segment des clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution pour le nombre de sites, mais ce n'est plus le cas sur les volumes.

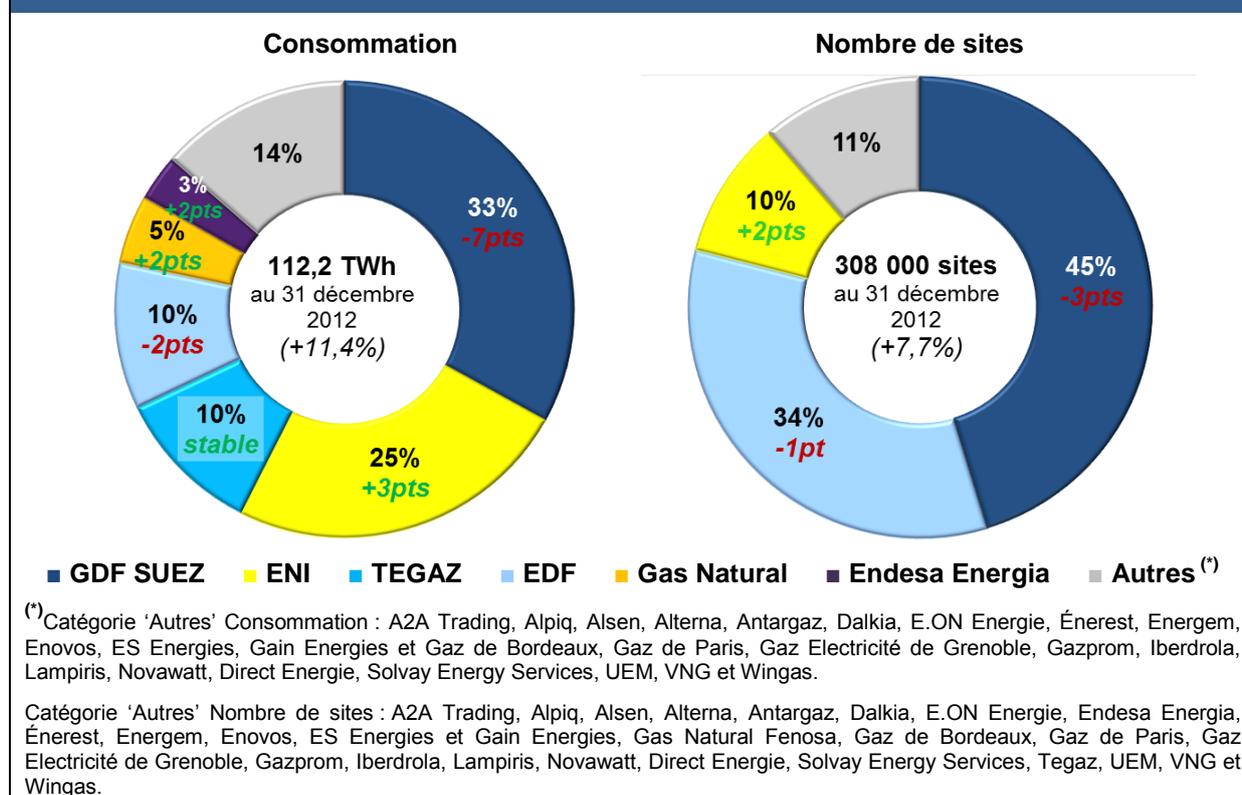
<sup>21</sup> Cas de clients gros consommateurs de gaz naturel.

Figure 35. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport



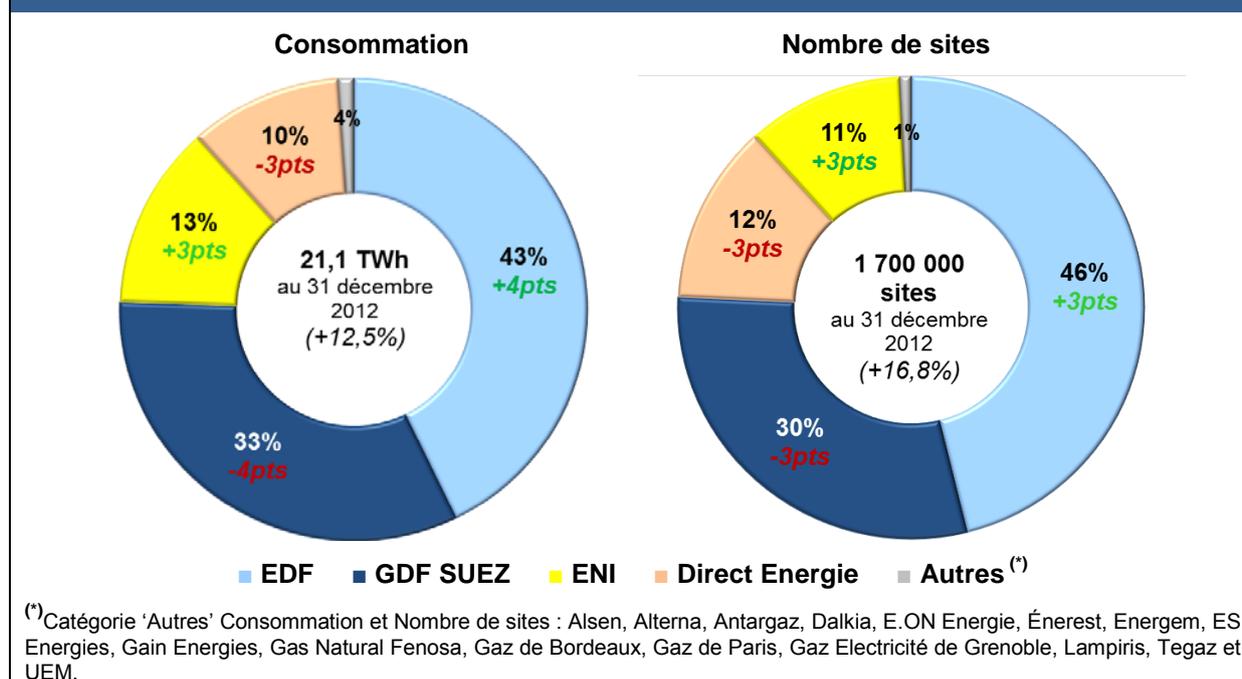
Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 36. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

**Figure 37. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011, sur le segment des clients résidentiels**



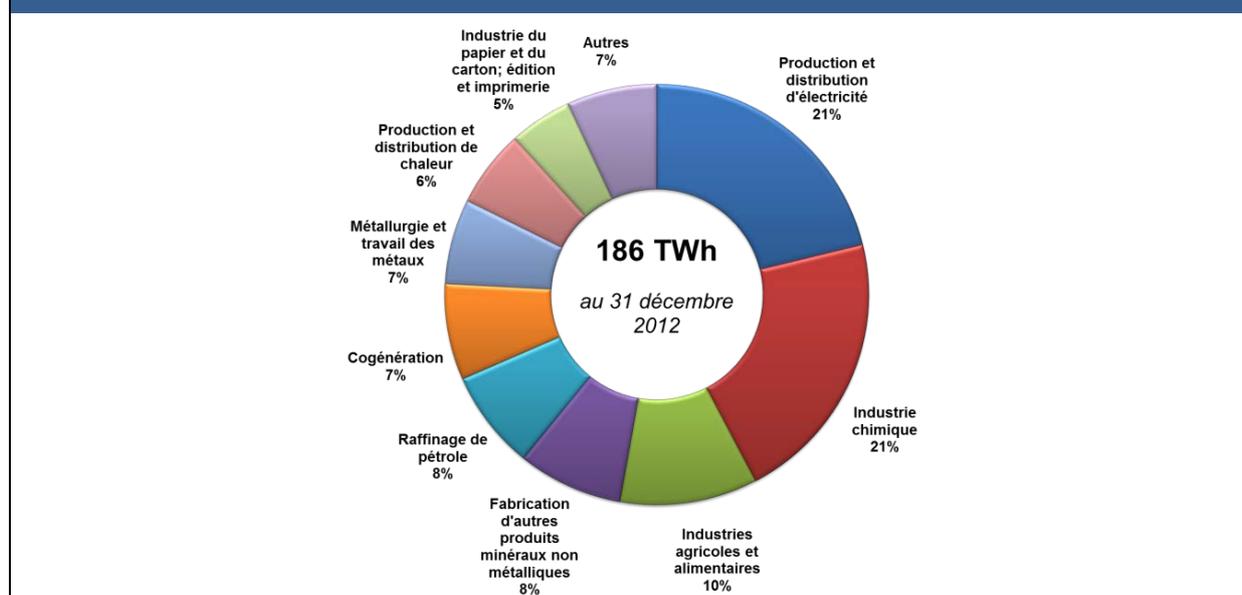
Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

L'intégration d'Altergaz au groupe ENI permet à ce dernier d'asseoir sa présence sur l'ensemble des segments de clientèle. Globalement, le marché est le moins concentré sur le segment des sites raccordés au réseau de transport, avec six expéditeurs livrant plus de 3 % des volumes et sept expéditeurs détenant plus de 3 % des sites. Le segment des clients résidentiels ne présente que quatre expéditeurs livrant plus de 3 % des volumes et détenant tous les quatre plus de 3 % des sites. Cela fait notamment suite au rachat de Poweo par Direct Energie.

### 2.2.7. Consommation par secteur d'activité pour les sites industriels « transport »

La Figure 38 présente la part de chaque secteur industriel dans la consommation de gaz pour les clients raccordés au réseau de transport, estimée à partir des consommations des clients en 2011.

**Figure 38. Répartition des consommations par secteur d'activité des clients raccordés au réseau de transport de gaz naturel à fin 2012**

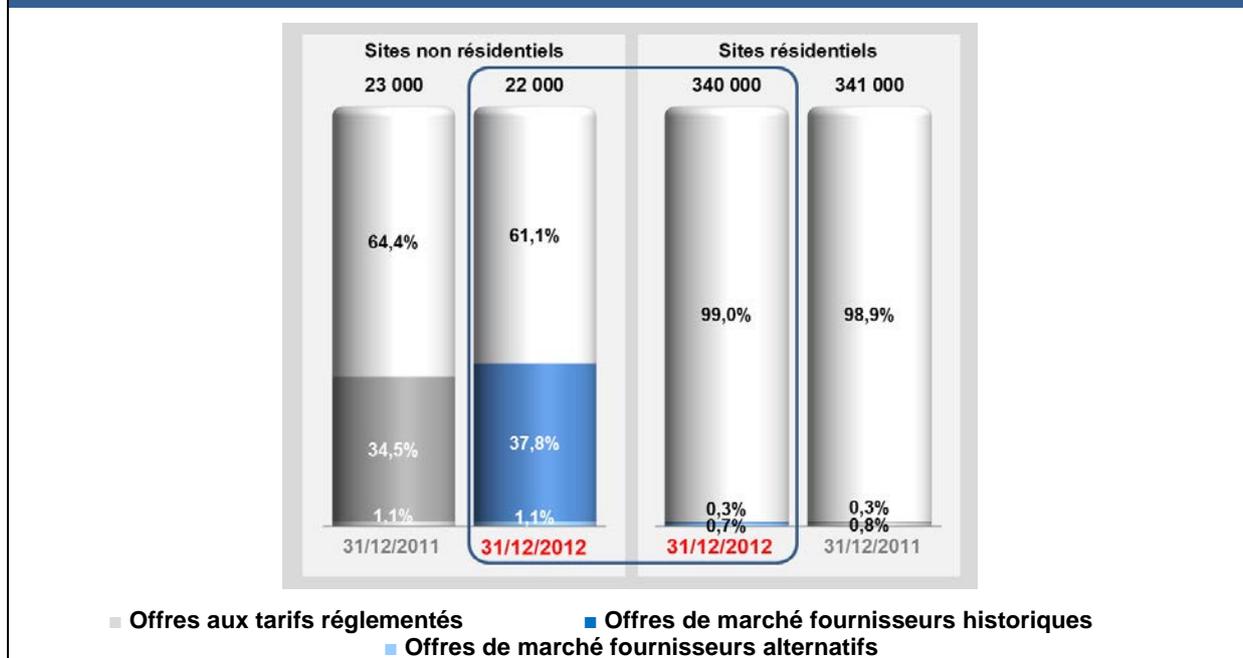


Sources : GRT, GRD

## 2.2.8. Développement de la concurrence sur le territoire des trois principales ELD

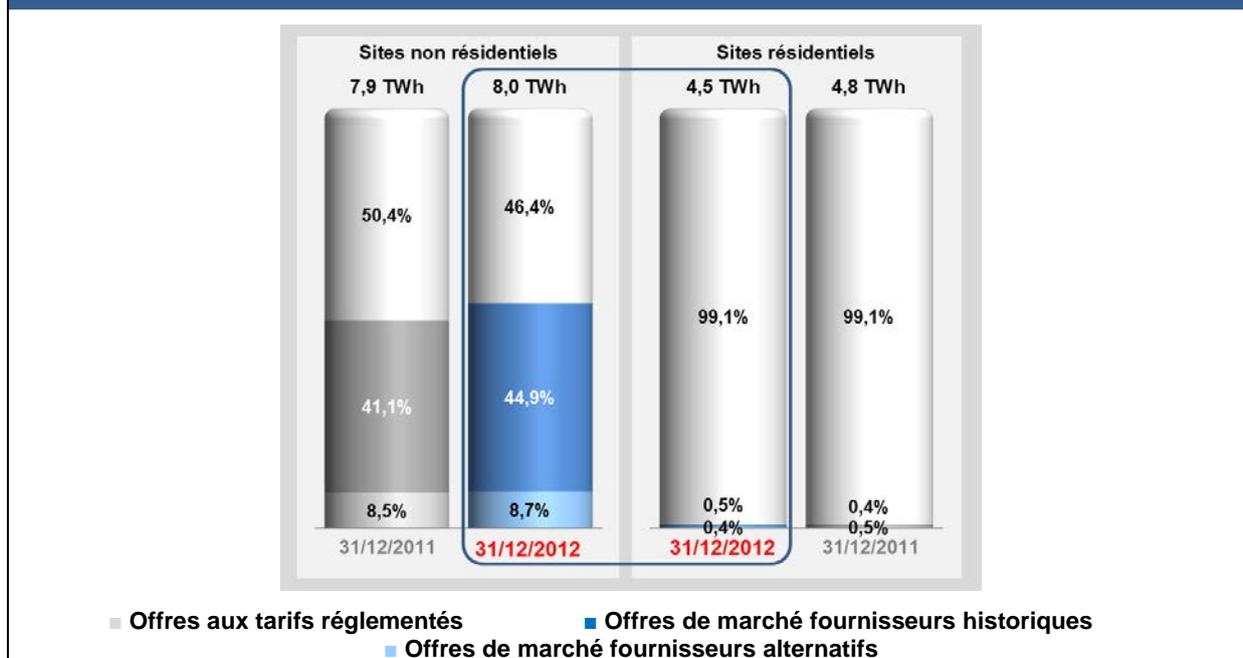
Les données suivantes présentent l'état de l'ouverture à la concurrence dans les zones historiques des trois gestionnaires de réseau de distribution non nationaux les plus importants : RÉGAZ à Bordeaux, Réseau GDS à Strasbourg et Gaz Électricité de Grenoble.

Figure 39. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2011 et 2012 sur le territoire des ELD



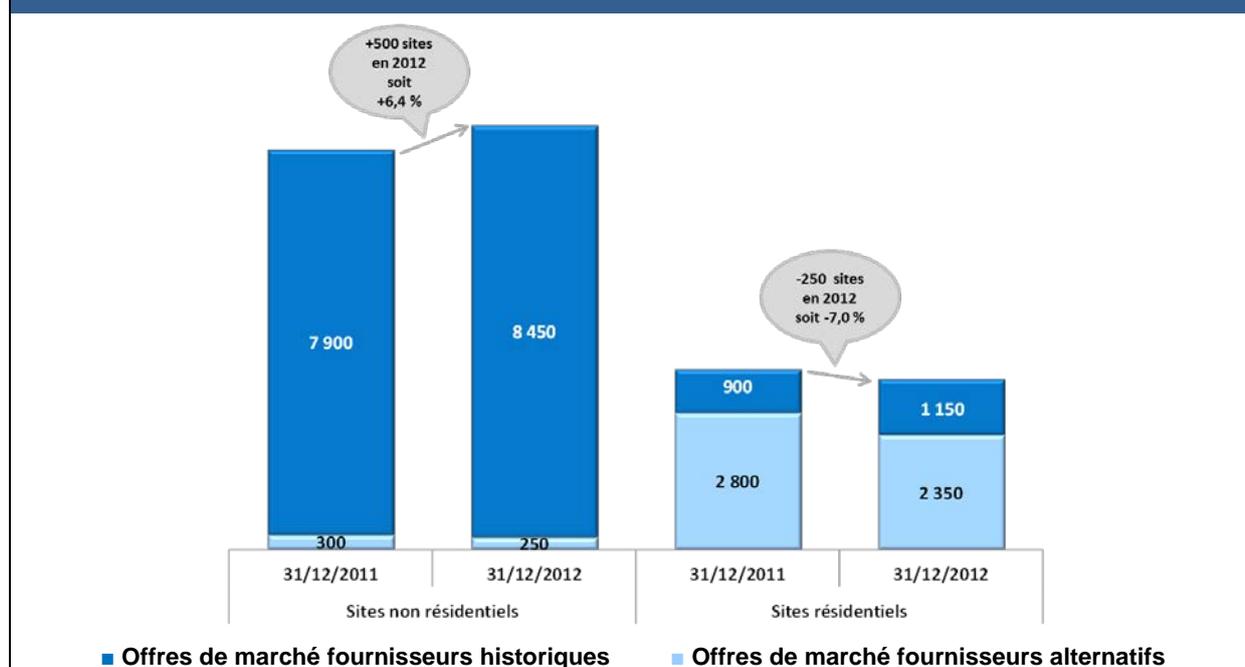
Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 40. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2011 et 2012 sur le territoire des ELD



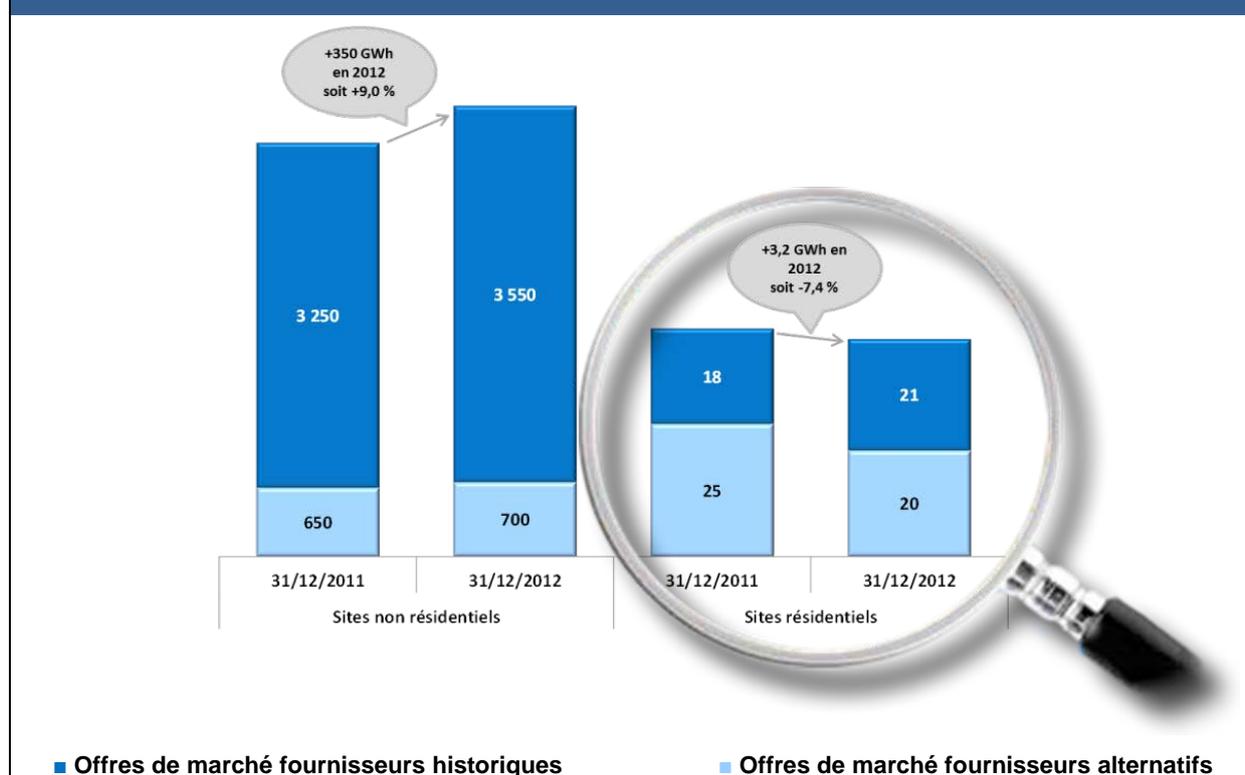
Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 41. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché sur le territoire des ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 42. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh)



Source : GRD - Analyse : CRE

Le développement de la concurrence est quasiment nul sur le segment résidentiel et très faible sur le segment non résidentiel, sur lequel seulement 3 % des sites en offre de marché (représentant 16 % des volumes) ont choisi un fournisseur alternatif, contre 50 % sur le territoire national.

## 2.3. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail

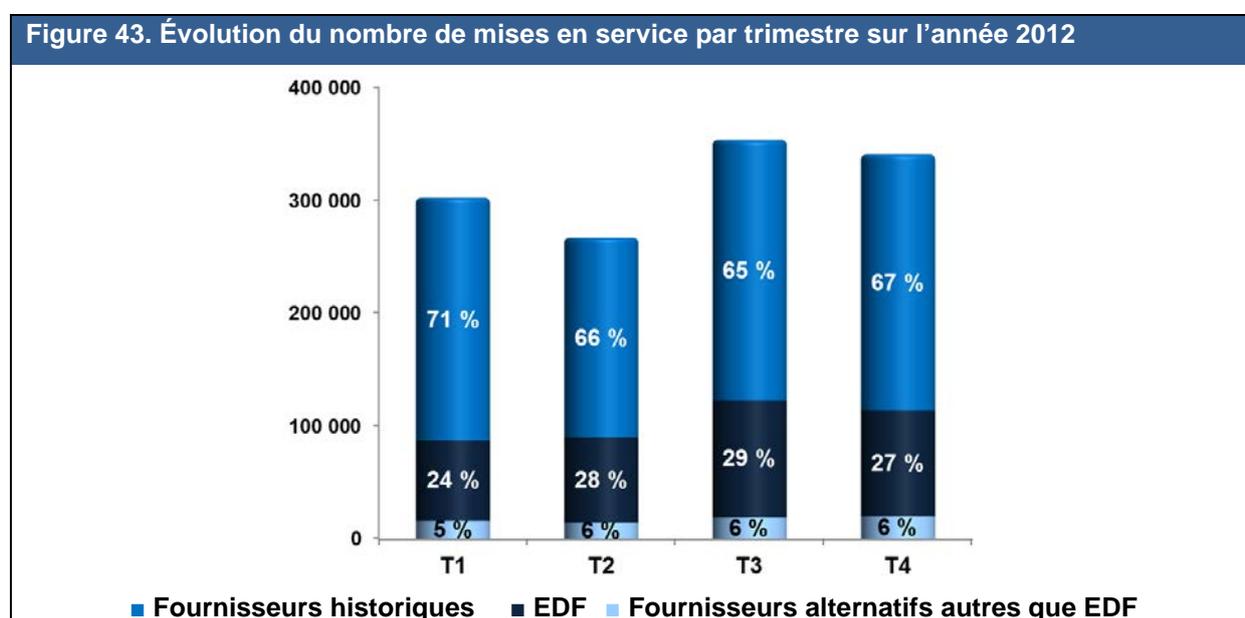
Dans ce chapitre, l'activité concurrentielle d'EDF a été étudiée séparément de celle des autres fournisseurs alternatifs, pour permettre de comparer le développement sur le marché du gaz du principal fournisseur historique d'électricité par rapport à l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs nouveaux entrants.

Les notions présentées dans cette partie (mises en service, ventes brutes, etc.) sont définies de manière détaillée dans le glossaire.

### 2.3.1. Mouvements de marché

#### Mises en service

Au cours de l'année 2012, 67 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs historiques (-6 points par rapport à 2011), 27 % chez EDF (+5 points par rapport à 2011) et 6 % chez les fournisseurs alternatifs autre qu'EDF (+1 points par rapport à 2011). EDF et GDF SUEZ captent la quasi-totalité des nouveaux clients lors des mises en service.

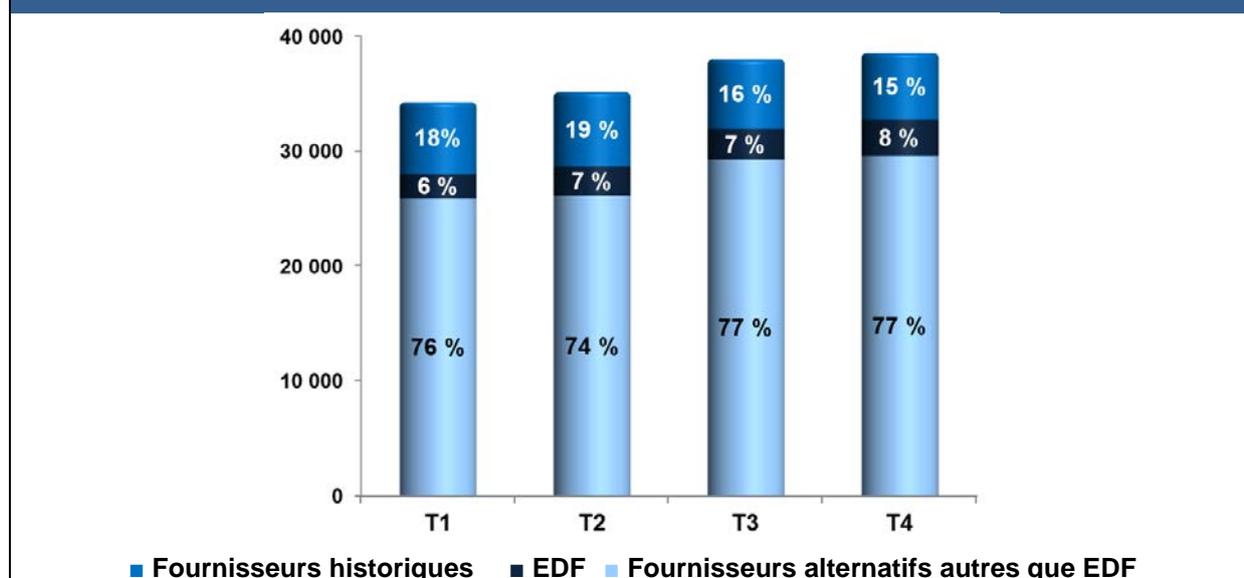


Source : GRD - Analyse : CRE

#### Changements de fournisseur

Les changements de fournisseur se sont effectués principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs. Au cours de l'année 2012, 76 % des clients ont changé de fournisseur pour un fournisseur alternatif autre qu'EDF (-3 points par rapport à 2011) contre 17 % pour les fournisseurs historiques (+3 points par rapport à 2011) et 7 % pour EDF (stable par rapport à 2011).

Figure 44. Évolution du nombre de changements de fournisseur sur l'année 2012

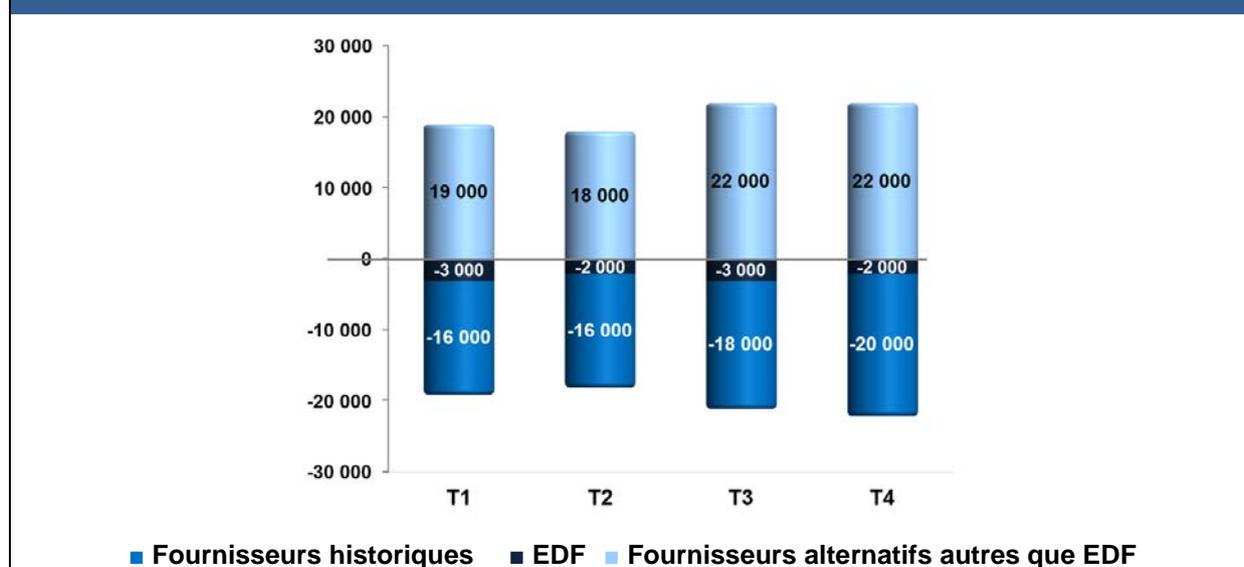


Source : GRD - Analyse : CRE

### Démarchage net

Le « démarchage net », présenté à la Figure 45, reflète l'évolution réelle du portefeuille d'un fournisseur pour les seuls clients qu'il a acquis ou perdus à la suite d'un changement de fournisseur.

Figure 45. Évolution du démarchage net par trimestre sur l'année 2012



Source : GRD - Analyse : CRE

Le flux de clients dû au démarchage net sur le marché de détail de gaz est positif sur l'année 2012 pour les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF, et négatif pour les fournisseurs historiques et EDF.

Les flux de clients liés au démarchage net sont favorables aux fournisseurs alternatifs. La concurrence semble bien se développer sur le segment de marché des clients déjà titulaires d'un contrat de gaz.

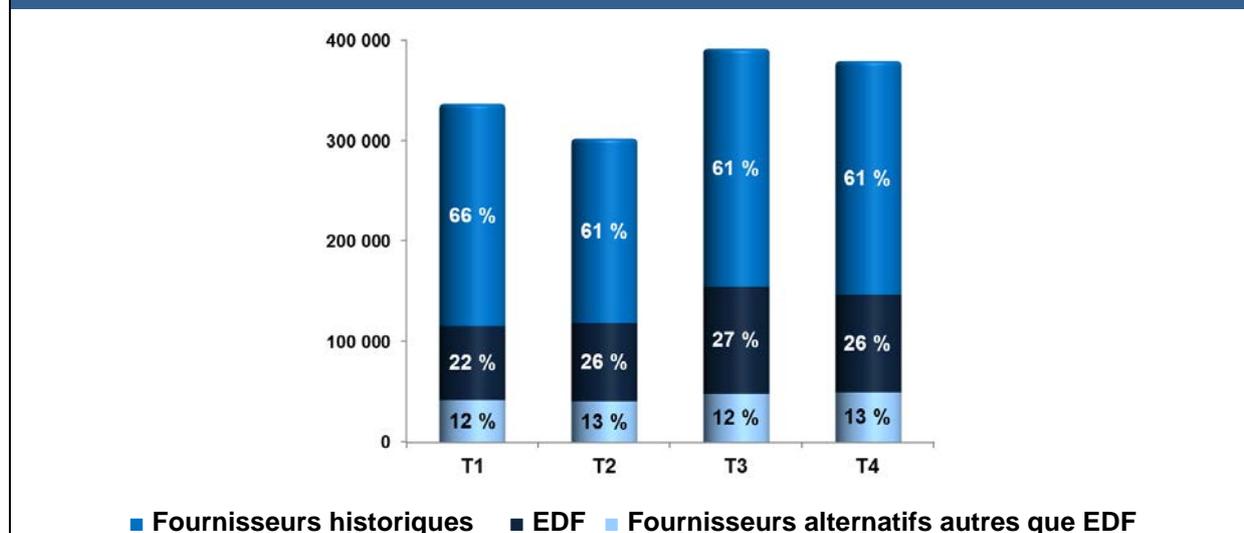
### Entrées en portefeuille

#### Ventes brutes

Les ventes brutes représentent l'ensemble des nouveaux contrats signés durant une période donnée (ici le trimestre). Elles permettent donc de mesurer les entrées en portefeuille d'un fournisseur ou d'un groupe de fournisseurs.

Les données ci-dessous agrègent les ventes brutes pour les fournisseurs historiques, les fournisseurs alternatifs hors EDF et EDF. 87 % des ventes brutes ont été réalisées en 2012 par les fournisseurs historiques et EDF (+1 point par rapport à 2011).

**Figure 46. Évolution des ventes brutes par trimestre sur l'année 2012**



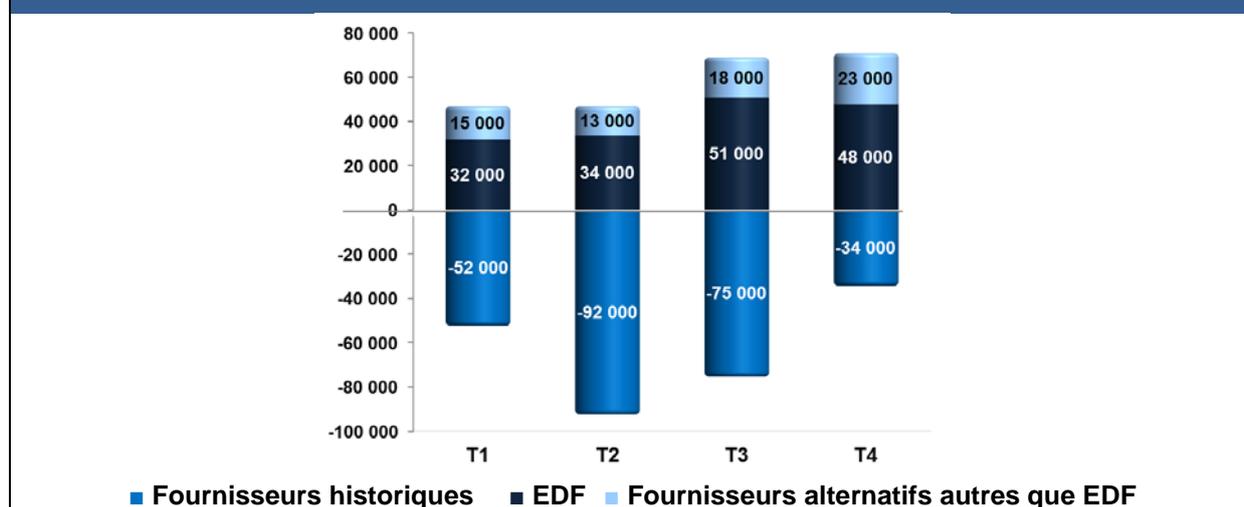
Source : GRD - Analyse : CRE

#### Ventes nettes

Les ventes nettes représentent le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu au cours de la période considérée.

Globalement, les fournisseurs historiques perdent des sites au profit des fournisseurs alternatifs principalement du fait des mises hors service, plus nombreuses chez les fournisseurs historiques en raison du volume important de leur portefeuille de clients. Sur l'année 2012, EDF a gagné 165 000 sites contre 69 000 pour l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs.

**Figure 47. Évolution des ventes nettes par trimestre sur l'année 2012**



Source : GRD - Analyse : CRE

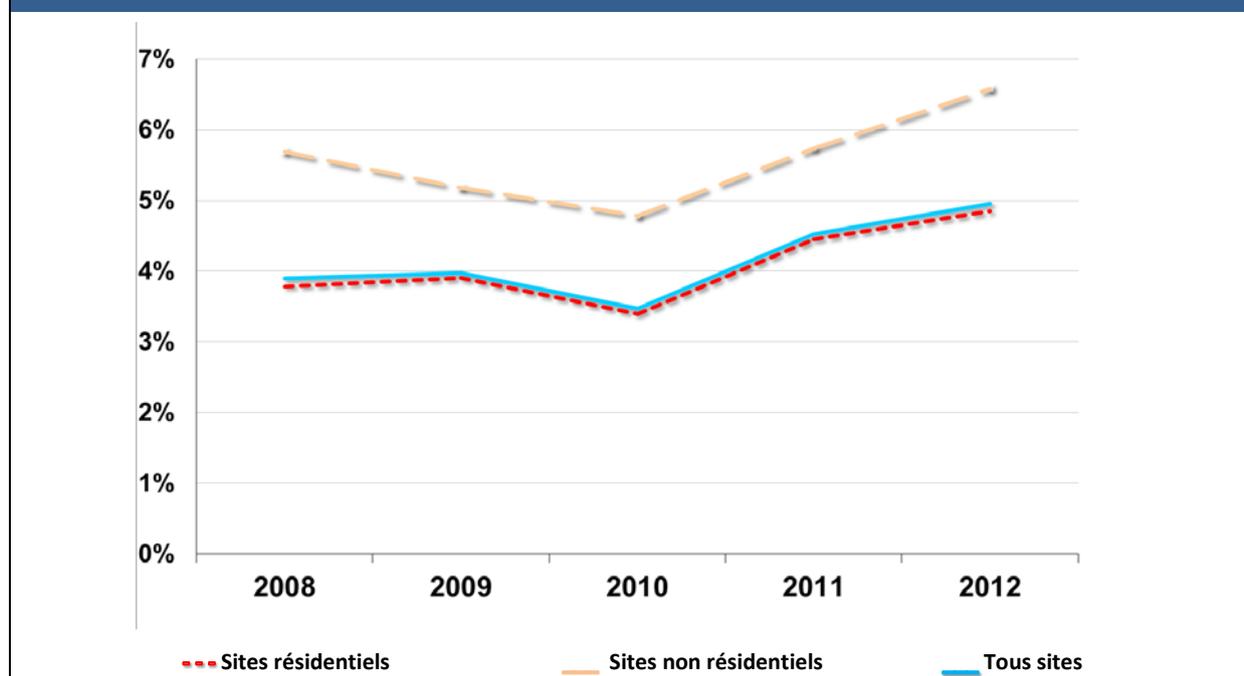
#### 2.3.2. Taux de rotation ou taux de switch (exprimé en nombre de sites)

Le taux de rotation est le ratio de la somme du nombre de changements de fournisseur et de mises en service des fournisseurs alternatifs sur le nombre total de clients dans chaque segment de clientèle. C'est un indicateur de mesure de l'intensité concurrentielle sur ce segment.

Le taux de rotation poursuit son augmentation en 2012 avec des niveaux inégalés pour les clients résidentiels et pour les clients non résidentiels, signe d'un accroissement de l'activité concurrentielle.

La concurrence s'exerce davantage sur le segment des clients non résidentiels, notamment celui des gros consommateurs. Cela traduit l'importance de la part de l'énergie dans les charges supportées par ces clients et donc des bénéfices potentiels de l'exercice de la concurrence. Les clients ont également une meilleure information sur l'ouverture des marchés.

Figure 48. Taux de rotation entre 2008 et 2012



Source : GRD - Analyse : CRE

## SECTION 2 - La fourniture

L'objet de la présente section est d'analyser les conditions économiques auxquelles les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sont confrontés. Celles-ci structurent les offres de détail qu'ils peuvent proposer à leurs clients, qu'elles relèvent des pouvoirs publics dans le cas des tarifs réglementés de vente ou du libre exercice de la concurrence dans le cas des offres de marché.

Cette section, qui aborde successivement les deux énergies :

- présente les conditions de production ou d'approvisionnement des fournisseurs historiques<sup>22</sup> et alternatifs ;
- examine l'équilibre économique des tarifs réglementés de vente, suivant deux angles :
  - la couverture des coûts du fournisseur historique par les tarifs réglementés ;
  - la contestabilité<sup>23</sup> des tarifs au regard des coûts supportés par les fournisseurs alternatifs.

Compte tenu de leurs conséquences directes sur la construction des offres et la contestabilité des tarifs réglementés de vente, les conditions de production et d'approvisionnement sont en effet un élément déterminant de l'ouverture des marchés de détail à la concurrence.

### 1. Conditions de fourniture en électricité

#### 1.1. Analyse des coûts de fourniture des fournisseurs historiques

##### 1.1.1. Résultats de l'analyse de la CRE sur les coûts d'EDF

Dans le cadre de son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail, la CRE avait indiqué qu'elle procéderait, en 2013, à une analyse complémentaire des coûts commerciaux d'EDF.

Elle a ainsi mené au cours du premier semestre 2013 une « *Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité* », publiée en juin 2013.

Cette étude aborde l'ensemble des coûts de fourniture d'EDF sur un horizon pluriannuel rétrospectif des six dernières années (2007-2012) et l'horizon prospectif des trois suivantes (2013-2015), dans un objectif de transparence accrue et afin d'éclairer en amont les choix du gouvernement sur les trajectoires d'évolution tarifaire à envisager.

L'étude menée par la CRE n'est pas un audit comptable des coûts de l'entreprise EDF, mais un exercice d'analyse, de pédagogie et de transparence. Elle ne comporte pas de recommandations sur l'évolution des coûts de production et commerciaux d'EDF : il entre en effet dans les compétences de la CRE d'estimer et de constater les coûts de fourniture des clients au tarif réglementé, mais non de les réguler.

Ses principales conclusions sont rappelées ci-après.

---

<sup>22</sup> Pour les deux principaux fournisseurs historiques, EDF en électricité et GDF Suez en gaz, les éléments présentés sont issus de travaux menés par la CRE et publiés au cours de l'année 2013 :

- *Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité, juin 2013,*
- *Rapport d'audit sur les coûts d'approvisionnement en gaz naturel de GDF Suez dans les tarifs réglementés de vente de gaz naturel, avril 2013*
- *Délibération de la CRE du 16 mai 2013 portant communication sur l'audit des coûts hors approvisionnement servant de base au calcul de l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF Suez.*

<sup>23</sup> La contestabilité d'un tarif réglementé de vente est définie comme étant la capacité pour un fournisseur de proposer une offre compétitive par rapport à celui-ci.

## ***Methodologie de l'analyse tarifaire***

Dans le cadre de ses analyses tarifaires, la CRE est conduite à vérifier, en application des dispositions de l'article L.337-5 du code de l'énergie, la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente d'électricité payés par les clients finals n'ayant pas exercé leur éligibilité aux offres de marché. Pour ce faire, elle évalue dans un premier temps le coût comptable de fourniture de l'entreprise EDF, composé (i) des charges de capital liées à l'activité de fourniture d'électricité, (ii) des charges fixes et variables d'exploitation et (iii) des coûts commerciaux. Dans un second temps, elle procède à la répartition de ce coût entre les clients en offre de marché et les clients aux tarifs réglementés puis, au sein de ces derniers, entre chaque couleur tarifaire.

Pour le calcul des charges de capital liées à l'activité de fourniture d'électricité, la CRE s'appuie sur la valeur comptable du capital engagé par l'entreprise, rémunérée à son coût moyen pondéré du capital, et sur les amortissements comptables des investissements réalisés<sup>24</sup>.

Le coût comptable ainsi évalué par la CRE fait apparaître progressivement au fil des années l'effet des investissements réalisés par l'entreprise au rythme de leur amortissement, et non au rythme des dépenses effectivement réalisées. Il donne ainsi une représentation comptable du remboursement du capital investi dans l'outil de production et du montant résiduel des capitaux engagés.

## ***Évolution des coûts de production***

EDF supporte des coûts comptables de production constitués pour environ 75 % de coûts fixes, notamment en raison de la nature industrielle de l'entreprise, qui détient un parc de production d'électricité très important, pour la majeure partie constitué de centrales nucléaires dont la construction, l'exploitation et le démantèlement constituent des activités à très forte intensité capitalistique.

En 2012, les coûts fixes demeurent pour les deux-tiers constitués de coûts fixes d'exploitation, qui correspondent notamment à la masse salariale de l'entreprise et à des achats de prestations de maintenance. L'augmentation des charges fixes d'exploitation au cours des cinq dernières années, d'environ 5,1 % par an, traduit la densification des opérations de maintenance, qui entraîne un accroissement d'activité pour EDF et pour ses prestataires, et la nécessité du renouvellement des compétences pour préparer les départs en retraite importants des années à venir.

Le poids des investissements au sein des coûts fixes, reflété par les charges de capital, s'accroît considérablement depuis quelques années. En effet, les flux de trésorerie liés aux investissements, qui se concentrent principalement sur le parc nucléaire historique, ont augmenté de près de 16 % par an.

Les charges variables représentent quant à elles un quart environ des coûts de l'entreprise. Elles ont cru à un rythme de 5,1 % par an en moyenne au cours des cinq dernières années. Ces charges variables correspondent essentiellement aux coûts de combustibles et aux achats d'électricité d'origine renouvelable sous obligation d'achat, valorisée aux prix du marché de gros de l'électricité.

## ***Évolution et répartition des coûts commerciaux***

Dans le cadre de son étude, la CRE a pu procéder à une analyse exhaustive des coûts commerciaux et établir leur niveau effectif. Elle a ainsi pu mettre en évidence les principaux facteurs de la hausse de 30 %, observée au cours de la période 2008-2012. Il s'agit :

- des évolutions des coûts de personnel (pour un cinquième de la hausse) ;
- du transfert des données relatives aux clients vers les nouveaux systèmes d'information de la branche commerce, qui est la conséquence de la séparation des activités de gestion des réseaux (pour 15 % supplémentaires de la hausse) ;
- du déploiement des certificats d'économie d'énergie (pour un tiers de la hausse).

Sur l'ensemble des coûts commerciaux, la CRE a retenu pour 2014 et 2015 une hypothèse normative d'évolution des coûts à couvrir égale à l'inflation, cohérente avec l'hypothèse d'un environnement réglementaire stable. Cette hypothèse devrait être revue dans le cas contraire et notamment s'agissant du dispositif CEE.

## ***Synthèse de l'évolution des coûts comptables sur 2007-2012***

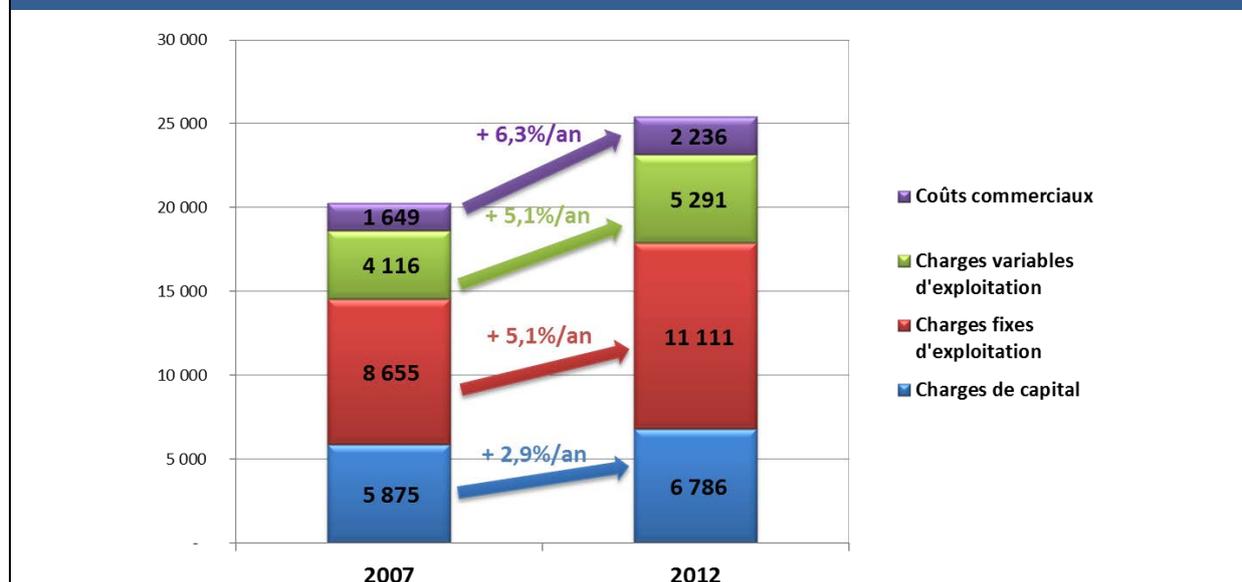
Le coût comptable de production d'EDF, regroupant les charges de capital (+2,9 %/an), les charges fixes d'exploitation (+5,1 %/an) et les charges variables d'exploitation (+5,1 %/an), a augmenté au

<sup>24</sup> La pertinence de cette méthode suppose qu'elle soit appliquée sur la totalité de la durée de vie des ouvrages.

cours des cinq dernières années de 4,5 % par an. Cette tendance haussière est appelée à perdurer à l'horizon 2015, selon les prévisions transmises par EDF à la CRE.

Les coûts commerciaux ont évolué de 6,3 %/an sur cette même période. La CRE retient une hausse à l'inflation dans ses estimations à l'horizon 2015.

**Figure 49. Evolution des coûts comptables de production et de commercialisation sur la période 2007-2012**



Source : EDF

### Analyse tarifaire

A l'issue de son examen en 2013 des coûts de production et des coûts commerciaux d'EDF sur la période passée, l'année en cours et les années à venir, la CRE a examiné leurs conséquences sur les évolutions tarifaires à envisager pour assurer la couverture des coûts comptables d'EDF.

Dans un premier temps, la CRE a examiné la couverture par les tarifs fixés par l'arrêté du 20 juillet 2012 des coûts supportés par EDF en 2012 sur le segment des clients aux tarifs réglementés de vente. Dans un deuxième temps, elle a estimé l'évolution des tarifs qu'il faudrait envisager sur chacune des années 2013 à 2015 afin de couvrir les coûts d'EDF tels qu'ils peuvent être estimés à la date de l'étude par la CRE sur la base des données fournies par EDF.

#### Analyse de la couverture des coûts 2012

La CRE a constaté que les tarifs fixés à l'été 2012 ne couvraient pas les coûts réellement supportés par EDF, ce contrairement aux exigences de la loi. Ces tarifs résultaient d'une augmentation de 2% des tarifs précédemment en vigueur. Dans ce cadre, la CRE avait en particulier émis dans sa délibération du 19 juillet 2012, un avis défavorable concernant les tarifs bleus et jaunes.

L'écart entre les coûts constatés en 2012 et les tarifs fixés à l'été 2012 appliqués sur les volumes de vente 2012 s'élève à 1,47 Md€.

Le tableau suivant présente cet écart, rapporté aux tarifs en vigueur.

**Tableau 4: Écart entre les recettes issues des tarifs en vigueur depuis l'été 2012, appliqués aux volumes 2012, et les coûts constatés 2012, rapporté aux tarifs**

Bleu	Jaune	Vert
7,4 %	3,8 %	1,3 %

Source : EDF - Analyse : CRE

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat, l'écart entre les recettes issues des tarifs en vigueur sur la période mi 2012 – mi 2013 et les coûts constatés sur cette même période doit être

rattrapé par un ajustement des tarifs. A défaut de pouvoir évaluer à ce jour les coûts et les recettes constatés sur cette période, cet écart est considéré, en première approximation, comme étant égal à celui évalué ci-dessus sur l'année 2012.

Dans l'hypothèse où ce rattrapage aurait été effectué intégralement sur une période d'un an à compter du mouvement tarifaire de 2013, il aurait entraîné, par rapport aux augmentations présentées au paragraphe suivant, une augmentation supplémentaire des tarifs sur cette période d'un an de 7,6 %<sup>25</sup> pour les tarifs bleus, 3,8 % pour les tarifs jaunes et 1,3 % pour les tarifs verts.

#### Estimation de l'évolution des tarifs en 2013

Pour 2013, la CRE a estimé les coûts de fourniture sur la base, d'une part, des coûts de production prévisionnels d'EDF pour l'année 2013 et ajustés par la CRE en fonction de l'évolution annuelle moyenne observée sur la période 2007-2012, d'autre part, des coûts commerciaux prévisionnels d'EDF pour 2013. Deux cas de figure sont envisagés dans son étude : avec ou sans prise en compte de l'hypothèse d'un allongement comptable de 10 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires en 2013.

L'évolution des tarifs qu'il aurait fallu appliquer à l'été 2013 pour couvrir les coûts 2013 estimés par la CRE est donnée dans le tableau ci-dessous.

<b>Tableau 5: Hausse des tarifs réglementés de vente qu'il aurait fallu appliquer à l'été 2013 pour couvrir les coûts prévisionnels 2013 d'EDF estimés par la CRE</b>			
	Bleu	Jaune	Vert
<b>Hausse en 2013 sans allongement</b>	9,6 %	5,8 %	3,8 %
<b>Hausse en 2013 avec allongement</b>	6,8 %	2,7 %	0,0 %

Source : EDF - Analyse : CRE

<b>Tableau 6: Détail des éléments de la hausse du tarif réglementé de vente Bleu qu'il aurait fallu envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts prévisionnels 2013 d'EDF estimés par la CRE</b>		
Bleu	Sans allongement	Avec allongement
Impact tarif d'acheminement	-0,2 %	-0,2 %
Impact de la mise à niveau des coûts commerciaux	3,5 %	3,5 %
Impact de la mise à niveau des coûts de production	6,3 %	3,6 %
<b>Hausse qu'il aurait fallu envisager</b>	<b>9,6 %</b>	<b>6,8 %</b>

Source : EDF - Analyse : CRE

<sup>25</sup> La différence entre la hausse temporaire supplémentaire des tarifs bleus (7,6 %) et l'écart mentionné au Tableau 4 (7,4 %) résulte de ce que la première s'applique à une assiette de volume 2013 et le second à une assiette de volume 2012, plus élevée.

## Tendances d'évolution des tarifs en 2014 et en 2015

La CRE a enfin estimé les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité nécessaires en 2014 et en 2015, vues à la date de publication de son étude, pour couvrir les coûts qu'elle a retenus pour ces deux années sur la base d'une hypothèse d'évolution normative.

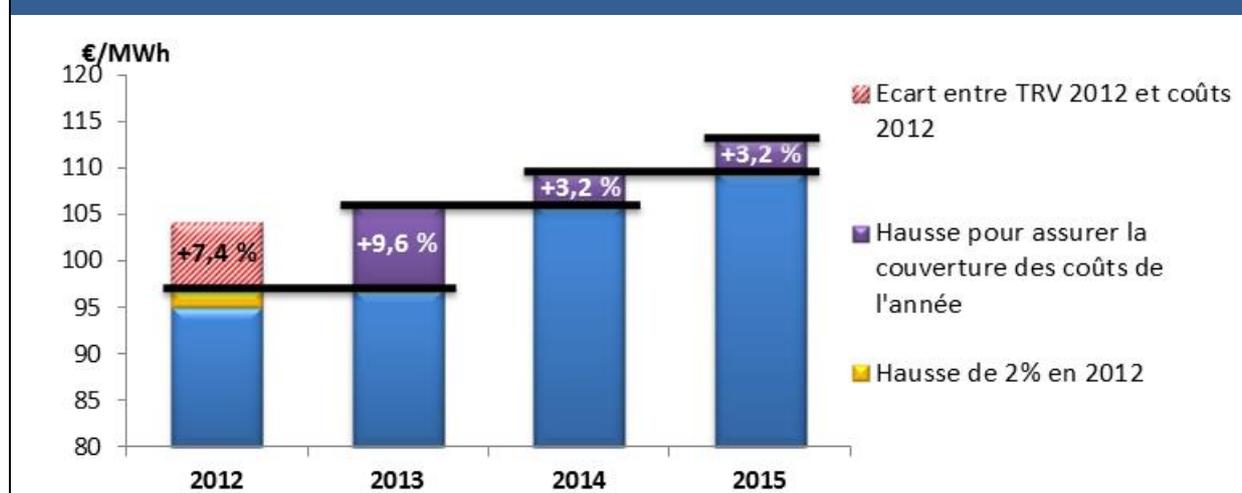
**Tableau 7: Hausse prévisionnelle des tarifs réglementés de vente en 2014 et 2015 pour couvrir les coûts estimés sur chacune des années**

	Bleu	Jaune	Vert
2014	3,2 %	3,4 %	3,7 %
2015	3,2 %	3,4 %	3,7 %

Source : EDF - Analyse : CRE

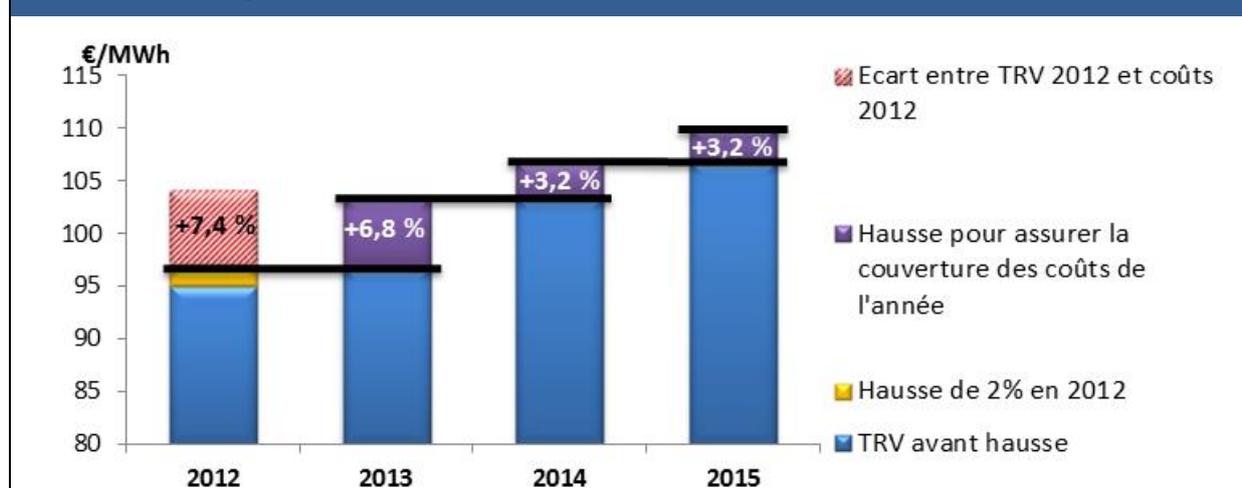
## Synthèse de l'analyse de couverture des coûts par les tarifs bleus

**Figure 50: Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (sans allongement de la durée d'amortissement de 10 ans)**



Source : EDF - Analyse : CRE

**Figure 51: Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (avec allongement de la durée d'amortissement de 10 ans)**



Source : EDF -Analyse : CRE

### 1.1.2. Tarifs de cession des ELD

Les entreprises locales de distribution peuvent bénéficier, conformément aux dispositions du code de l'énergie, des tarifs de cession pour :

- La fourniture des tarifs réglementés de vente d'électricité ;
- L'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux qu'elles exploitent (le bénéfice dans ce cas étant limité au 31 décembre 2013 pour les ELD desservant plus de 100 000 clients).

Le tarif de cession a été évalué par la CRE, pour la première fois, en 2003.

Le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés dispose que « *les tarifs de cession de l'électricité sont établis en fonction des coûts complets de production de cette énergie* ».

Par ailleurs, le décret du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité dispose que les tarifs réglementés, appliqués par les ELD, doivent couvrir leurs coûts d'approvisionnement aux tarifs de cession, leurs coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et leurs coûts de commercialisation, ainsi qu'une marge raisonnable.

Dans sa délibération du 25 juillet 2013 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution, la CRE a examiné les tarifs de cession envisagés par le gouvernement sous les deux angles précédemment exposés.

Sur la base des données comptables fournies par EDF sur l'année 2012, la CRE constate que le niveau des tarifs de cession envisagés est inférieur au coût de production de l'énergie correspondante, tel que l'évalue la CRE.

La marge nette moyenne attribuée aux ELD, sur laquelle la CRE s'est prononcée dans le cadre de ses avis successifs sur l'évolution des tarifs de cession, est calculée comme la différence entre le tarif de cession et le niveau de la part énergie des recettes de la vente aux tarifs réglementés de vente d'électricité. Cette part énergie est évaluée en retranchant aux tarifs réglementés de vente le TURPE et les coûts commerciaux, sous l'hypothèse de coûts commerciaux égaux à ceux retenus pour EDF.

Dans son avis du 25 juillet 2013, la CRE a analysé l'évolution de la marge nette des ELD à l'issue des mouvements conjugués des tarifs de cession et des tarifs réglementés de vente.

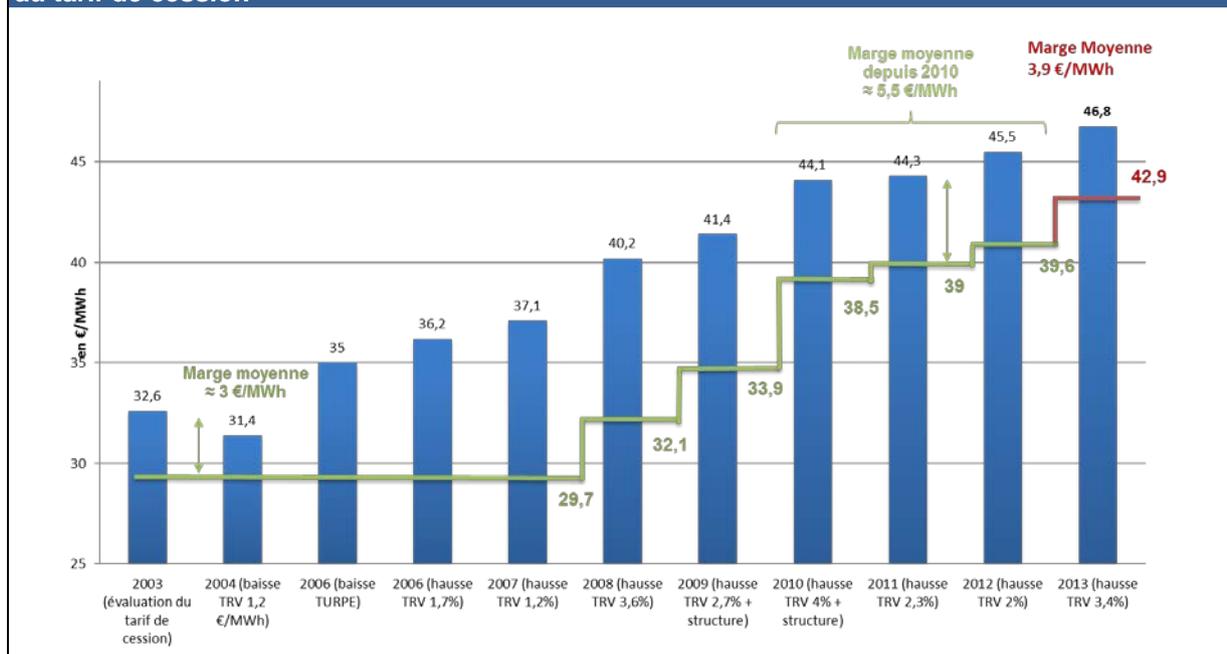
L'examen a été mené pour une « ELD théorique » disposant d'un portefeuille de clients identique à la clientèle moyenne fournie en France par EDF aux tarifs réglementés de vente. En raison de la grande hétérogénéité des ELD, en particulier des charges auxquelles ces entreprises sont assujetties et de leurs portefeuilles de clientèle, l'analyse du niveau de marge en moyenne des ELD s'avère très difficile, comme le rappellent les entreprises concernées.

Comme indiqué au paragraphe 1.1.1 de la présente section, dans les analyses menées à l'appui de ses avis sur les tarifs réglementés de vente, la CRE avait retenu, depuis 2009, une évolution des coûts commerciaux d'EDF au rythme de l'inflation par rapport à leur niveau de 2008. Dans son rapport sur les coûts de production et les coûts commerciaux d'EDF, publié en juin 2013, la CRE a mis en évidence que le niveau réel des coûts commerciaux supportés par EDF pour la fourniture des clients aux tarifs réglementés de vente sur l'exercice 2012, était significativement supérieur.

L'examen de la marge nette pour les ELD se fondant sur des coûts commerciaux pris égaux à ceux retenus pour EDF, l'exercice est affecté par le recalage à la hausse de ces derniers. Ainsi, alors que la marge nette est environ conservée à l'issue des mouvements de l'été 2013 hors effet de recalage des coûts commerciaux (-0,2 €/MWh en moyenne), elle est dégradée (-1,6 €/MWh) en tenant compte de ce recalage. Elle s'élève néanmoins encore à 3,9 €/MWh pour l'ELD théorique étudiée, soit 7,5 % du coût d'achat au tarif de cession.

L'évolution de la marge nette pour cette ELD théorique depuis 2003, date d'évaluation du tarif de cession (environ 3€/MWh), à 2013 (environ 3,9 €/MWh) est représentée dans la Figure 52 ci-dessous.

**Figure 52: Evolution de la marge nette d'une ELD théorique de type national s'approvisionnant au tarif de cession**



Source : EDF – Analyse : CRE

Conformément au code de l'énergie, les tarifs de cession sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE, pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2015. Ces tarifs seront ensuite proposés par la CRE aux ministres compétents.

Cette échéance coïncide avec la disparition, également prévue par le code de l'énergie, des tarifs réglementés de vente jaunes et verts au 31 décembre 2015. Ces tarifs représentent une part significative des recettes pour les ELD, au surplus très variable d'une ELD à une autre. Cette évolution de leur modèle économique devra être intégrée dans les réflexions tarifaires à cet horizon de temps.

## 1.2. Conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs d'électricité

Dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés français de détail de l'électricité et du gaz naturel, publié en janvier 2013, la CRE a présenté un état des lieux des modalités d'approvisionnement et de production auxquelles les fournisseurs d'électricité sont confrontés pour couvrir les besoins de leur portefeuille de clients sur le marché de détail.

L'approvisionnement sur les marchés de gros et un état des lieux du parc de production français est présenté en détail dans le rapport annuel de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel<sup>26</sup>.

La présente sous-section établit dans un premier temps un état des lieux du parc de production. L'analyse se limite aux domaines dans lesquels des changements notables sont intervenus au cours de l'année 2013, en particulier concernant les concessions hydrauliques et les cycles combinés à gaz.

Dans un deuxième temps, est présentée une mise à jour des données relatives au dispositif ARENH.

Enfin, la CRE a souhaité développer plus spécifiquement une partie sur les agrégateurs de production, notamment pour les producteurs d'énergies renouvelables sortant du dispositif d'obligation d'achat. Les agrégateurs de production pourraient avoir un effet positif en matière de développement concurrentiel à l'amont et de diversification des portefeuilles d'approvisionnement.

<sup>26</sup> <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques>

### 1.2.1. Le parc de production français

Le développement de la concurrence sur le segment de la production, en permettant aux fournisseurs de diversifier leur approvisionnement à l'amont, est un élément déterminant de l'ouverture à la concurrence du marché aval de la fourniture d'électricité. Dans son rapport du 24 avril 2009, la commission présidée par M. Paul Champsaur, chargée par le gouvernement de formuler des propositions sur l'organisation du marché électrique, a également mis en exergue ce point en précisant que « la régulation doit inciter, à terme, les nouveaux acteurs à investir dans des moyens de production et à s'orienter vers le modèle intégré ».

#### État des lieux de la concurrence dans le parc de production français

Les éléments figurant dans ce paragraphe sont les données et conclusions issues de publications de RTE, notamment du bilan électrique de 2012, complétées d'informations publiées par les opérateurs. La Figure 53 présente l'état des lieux du parc au 31 décembre 2012 en matière de puissance installée, de production et d'émissions de CO<sub>2</sub>.

**Figure 53. Moyens de production du parc français au 31 décembre 2012**

Filière	Puissance installée (MW)	Variation 2011/2012	Production 2012 (TWh)	Variation 2011/2012	Emissions de CO2 2012 (Mt)
Nucléaire	63 130	0,0%	404,9	-3,8%	0,0
Thermique à combustible fossile	27 808	0,0%	47,9	-7,0%	26,4
dont charbon	7 914	-0,4%	18,1	+35,1%	17,4
fioul	9 374	-9,3%	6,6	-13,2%	2,3
gaz	10 520	+10,3%	23,2	-23,7%	6,7
Hydraulique	25 388	0,0%	63,8	+26,8%	0,0
Eolien	7 449	+11,3%	14,9	+23,1%	0,0
Photovoltaïque	3 515	+40,4%	4,0	+66,7%	0,0
Autres sources d'énergies renouvelables	1 390	+8,4%	5,9	+5,4%	3,1
<b>Total France</b>	<b>128 680</b>	<b>+1,5%</b>	<b>541,4</b>	<b>-0,3%</b>	<b>29,5</b>

Source : RTE – Bilan électrique 2012

La production de la filière nucléaire baisse sensiblement en 2012 en raison de la prolongation des arrêts de tranche pour maintenance en été, qui fait baisser le taux de disponibilité.

Bien que la filière gaz se développe (+10,3 % de puissance installée), la production associée diminue fortement par rapport à l'année 2011 (-23,7 %). En parallèle, la production au charbon, plus compétitive dans le contexte économique de 2012, a augmenté très nettement (+35,1 %) à puissance installée constante.

Par ailleurs, concernant les filières renouvelables (hors hydraulique), une forte augmentation tant du point de vue de la puissance installée que des volumes d'électricité produits a été constatée au cours de l'année 2012, fruit des politiques de soutien au développement de ces énergies. En particulier, la filière photovoltaïque a enregistré une hausse de 40,4 % sur la puissance installée et de 66,7 % sur les volumes produits.

Enfin, concernant la filière hydraulique, l'augmentation de la production s'explique par un retour à une hydraulité normale après une année 2011 particulièrement sèche.

La Figure 54 présente quant à elle la répartition des moyens de production raccordés au réseau de transport de RTE en puissance installée par producteur et selon les différentes filières de production.

**Figure 54. Répartition des moyens de production raccordés au réseau de transport par filière et exploitant**

Puissance installée en MW	ALPIQ	CNR	E.ON	EDF	GDF Suez (hors CNR et SDEM)	POWEO	SHEM	Total filière
Charbon			1 840	4 555				6 395
Fioul et pointe				6 942				6 942
Gaz	414		826	1 347	2 128	825		5 540
Hydraulique fil et éclusée		2 579		7 162			245	9 986
Hydraulique lac		420		13 519			405	14 344
Nucléaire				63 130				63 130
<b>Total</b>	<b>414</b>	<b>2 999</b>	<b>2 666</b>	<b>96 655</b>	<b>2 128</b>	<b>825</b>	<b>650</b>	<b>106 336</b>

E.ON enregistre une baisse de la puissance installée de ses centrales à charbon due à la fermeture de la centrale d'Hornaing (225 MW) et à la transformation de la centrale de Provence 4 (230 MW) en centrale biomasse, dont la mise en service doit avoir lieu en 2014.

Poweo Toul Production a également mis en service début 2013 une nouvelle centrale à cycle combiné gaz à Croix-de-Metz (413 MW).

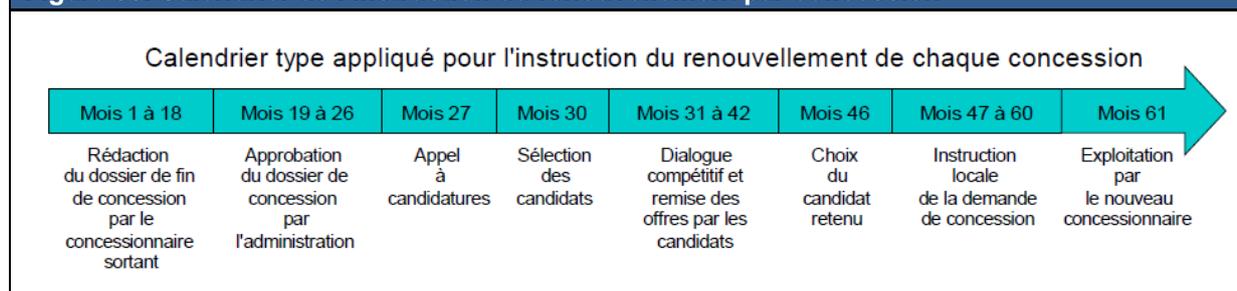
### Concessions hydroélectriques

Le parc des centrales hydroélectriques demeure la deuxième source de production d'électricité en France avec 11,8 % de l'électricité produite en 2012 pour une puissance installée de 25 388 MW au 31 décembre 2012.

Les centrales sont classées selon deux catégories en fonction de leur puissance. Les centrales dont la puissance est inférieure à 4,5 MW appartiennent à des particuliers ou à des entreprises et doivent au préalable avoir fait l'objet d'une autorisation de l'État. A l'inverse, les centrales hydroélectriques dont la puissance est supérieure à 4,5 MW sont la propriété de l'État et sont soumises au régime de la concession. Ce type de centrales représente la grande majorité du parc hydroélectrique installé (soit environ 95 % de la puissance hydroélectrique installée soit environ 20 % de la puissance électrique installée totale).

L'État est le propriétaire des ouvrages qui doivent lui revenir gratuitement à l'issue des contrats de concession. Les concessions sont ensuite remises en concurrence selon plusieurs étapes décrites dans le calendrier type ci-dessous. La description de la procédure de mise en concurrence n'est pas reprise ici<sup>28</sup>.

Figure 55. Calendrier de l'instruction du renouvellement par concession



Source : Ministère chargé de l'énergie

La remise en concurrence des concessions hydrauliques est un vecteur important de développement de la concurrence sur le marché de la production. De nombreux fournisseurs alternatifs ont fait part publiquement de leur intérêt pour ce processus.

La Cour des comptes a adressé le 21 juin 2013 un référé au ministre de l'économie et des finances sur le retard pris dans le renouvellement des concessions hydroélectriques, au ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie ainsi qu'au ministre délégué auprès du ministre de l'économie et des finances chargé du budget<sup>29</sup>.

Par ailleurs, un rapport parlementaire d'information sur l'hydroélectricité, présenté par les députés Mme Marie-Noël Battistel et M. Eric Straumann, a été déposé par la Commission des Affaires Economiques le 7 octobre 2013<sup>30</sup>. Ce rapport étudie en particulier quatre scénarios concernant les dispositions futures relatives au renouvellement des concessions hydroélectriques.

### Cycles combinés à gaz (CCG)

<sup>27</sup> Parc de référence de RTE pour 2013. Le parc de référence est constitué de l'ensemble des unités de production de puissance supérieure à 20 MW, pour lesquelles les informations de comptage horaire sont accessibles en J+1 pour J, dans des conditions économiques raisonnablement acceptables, situées sur le territoire français métropolitain et appartenant aux filières et aux producteurs précités.

<sup>28</sup> Pour plus de détails sur la procédure de mise en concurrence des concessions, se reporter au Rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel 2011-2012 publié par la CRE en janvier 2013.

<sup>29</sup> Référé n°67194 du 21 juin 2013 sur le renouvellement des concessions hydroélectriques (<http://www.ccomptes.fr/fr/Publications/Publications/Renouvellement-des-concessions-hydroelectriques>).

<sup>30</sup> <http://www.assemblee-nationale.fr/14/rap-info/i1404.asp>

La situation des CCG reste très préoccupante. Le constat dressé par la CRE dans son précédent rapport reste globalement inchangé quant aux fondamentaux économiques relatifs à l'exploitation de ces installations.

Dans ce contexte, GDF SUEZ a mis « sous cocon » la centrale de Cycofos de Fos-sur-Mer, ce qui signifie que la centrale est mise à l'arrêt pendant une durée indéterminée mais que GDF SUEZ se réserve la possibilité de la redémarrer en temps voulu. De même, les centrales de GDF SUEZ de Combigolf (située sur le même site que la centrale Cycofos) et de SPEM (située à Montoir-en-Bretagne) fonctionnent uniquement l'hiver et sont mise à l'arrêt sur la période estivale. Ces centrales ont été redémarrées au début du mois d'octobre 2013.

La mise sous cocon des installations permet d'économiser une partie des charges fixes d'exploitation, dont les opérateurs concernés indiquent qu'elles ne pourront plus être couvertes par les revenus générés par la production des centrales.

Fin 2013, dix CCG sont actives sur le territoire français et sont exploitées par les producteurs EDF, GDF SUEZ, Poweo, E.ON et Alpiq. D'autres projets sont toutefois en cours d'élaboration. En particulier, EDF et GE Energy sont en cours de construction d'un nouveau CCG à Bouchain (département du Nord) dont la mise en service est prévue en 2015, qui représente une puissance installée de 510 MW. De même, Direct Energie en partenariat avec Siemens développe un CCG d'une puissance de 400 MW sur le territoire de la commune de Landivisiau, dans le Finistère, dont la mise en service est prévue pour 2016.

A ces horizons temporels, la mise en œuvre du mécanisme de capacité prévu par le code de l'énergie, dont la première période doit couvrir l'hiver 2016-2017, pourrait apporter aux CCG un complément de rémunération améliorant l'équilibre économique de leur exploitation.

### 1.2.2. ARENH

#### Rappel succinct du fonctionnement du dispositif

Le dispositif ARENH a été introduit par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et par le décret d'application n° 2011-466 du 28 avril 2011. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011, et pour une durée de 15 ans, les fournisseurs alternatifs d'électricité bénéficient de cet accès régulé à l'électricité nucléaire historique d'EDF pour un volume global maximal ne pouvant dépasser 100 TWh.

Le prix de l'ARENH, initialement fixé à 40 €/MWh au démarrage du dispositif, s'élève à 42 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

Le code de l'énergie dispose qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix doit être représentatif des conditions économiques de la production d'électricité de ses centrales nucléaires sur la durée du dispositif. Un décret en Conseil d'Etat doit préciser les conditions dans lesquelles est fixé le prix de l'ARENH. Dans leur communiqué du 22 octobre 2013, les ministres Pierre Moscovici, ministre de l'Economie et des Finances, et Philippe Martin, ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie ont décidé que le prix de l'ARENH n'évoluerait pas au 1<sup>er</sup> janvier 2014 et que le décret susmentionné serait adopté dans le courant du premier semestre 2014<sup>31</sup>.

Un consommateur d'électricité résidant en France métropolitaine procure à son fournisseur un droit ARENH, déterminé par application des dispositions de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'ARENH. Le Tableau 8 présente les droits ARENH correspondant aux différents profils de consommation sur la période 2011-2015 pour les trois couleurs tarifaires<sup>32</sup>. Ils ont été réactualisés par la CRE pour tenir compte des profils publiés en juillet 2013 par ERDF. Les profils représentatifs des tarifs à effacement ont été exclus de l'étude, car ils sont dépendants des jours de baisse de consommation mobiles fixés en cours d'année en fonction de la tension du système, et donc inconnus *ex ante*. Toutefois, au regard des faibles volumes qu'ils représentent (cf. section 1, paragraphe 1.2.3), ces profils n'auraient eu qu'un très faible impact sur les résultats présentés.

---

<sup>31</sup> [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/2013-10-22 - ARENH decret formule prix etat d avancement.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/2013-10-22_-_ARENH_decret_formule_prix_etat_d_avancement.pdf)

<sup>32</sup> Les droits ARENH demeurent constants au-delà de 2015.

**Tableau 8. Droit ARENH par profil pour les clients résidentiels et professionnels**

	2012	2013	2014	2015
RES 1 (résidentiel option Base)	83,4%	85,4%	82,7%	80,6%
RES 2 (résidentiel option HP-HC)	88,3%	76,5%	74,1%	63,4%
RES (résidentiel)	86,6%	79,5%	77,1%	69,3%
PRO 1 (petit professionnel Base)	73,0%	70,7%	68,5%	64,8%
PRO 2 (petit professionnel HP-HC)	82,9%	79,3%	76,8%	71,5%
PRO 5 (éclairage public)	105,8%	105,3%	102,0%	97,0%
PRO (petit professionnel)	76,9%	74,0%	71,7%	67,4%
ENT 1 (petite entreprise option Base)	76,8%	78,5%	76,0%	74,3%
ENT 3 (grande entreprise option Base)	77,3%	78,7%	76,2%	73,8%

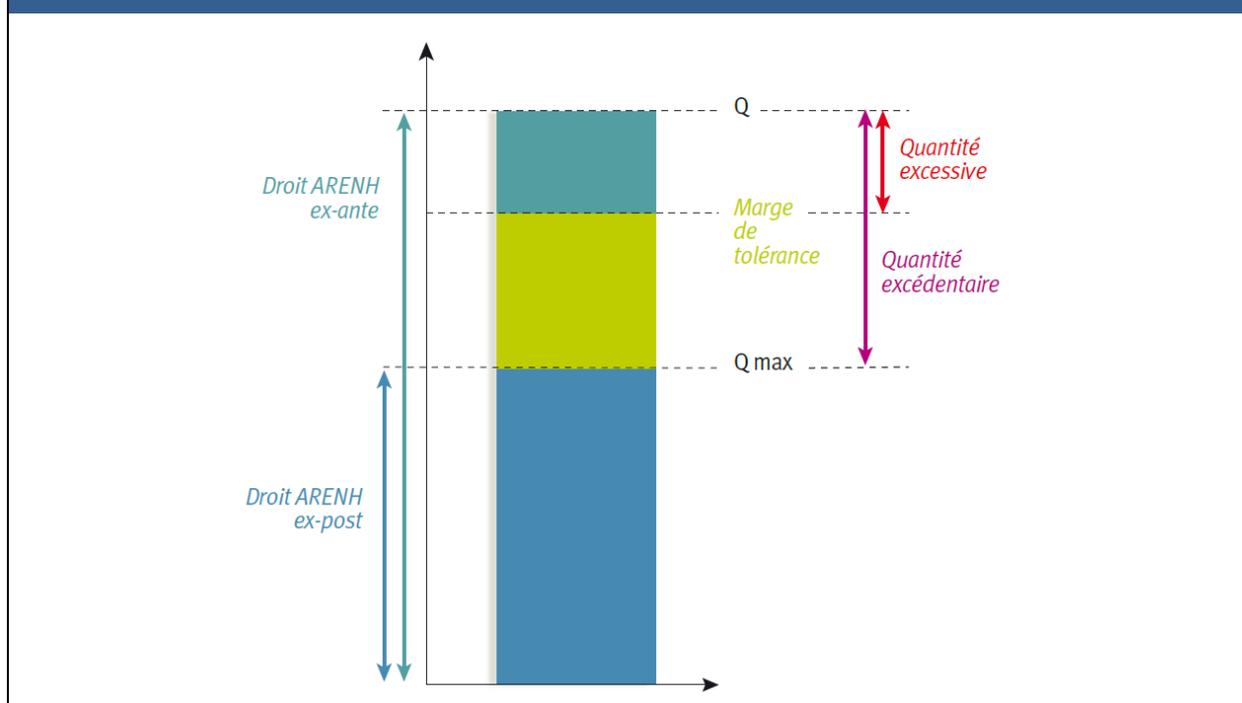
Analyse : CRE

Le dispositif prévoit par ailleurs un complément de prix pour éviter la revente des volumes d'ARENH sur les marchés de gros et inciter à la meilleure prévision<sup>33</sup>. Ce complément se compose :

- du terme CP1, qui vise à neutraliser les gains qui sont réalisés par un fournisseur qui demanderait une quantité excédentaire d'ARENH au regard de son portefeuille de clients, afin d'en opérer la revente sur les marchés de gros. Ce terme, reversé à EDF, s'applique dès lors que le fournisseur a disposé de plus d'ARENH que son droit théorique.
- du terme CP2, qui vise à inciter les fournisseurs à la meilleure prévision de leurs volumes de ventes. Il permet, notamment en cas d'atteinte du plafond de 100 TWh, de ne pas rationner les fournisseurs formulant des prévisions réalistes. Ce terme, reversé à l'ensemble des fournisseurs bénéficiant de l'ARENH au *pro rata* de leurs volumes d'ARENH constatés, s'applique dès lors que l'écart excède une marge de tolérance sur la prévision des besoins. La marge de tolérance, égale à 10 % de la consommation constatée, permet de ne pas pénaliser un fournisseur qui commettrait, de bonne foi, une erreur de prévision.

<sup>33</sup> Article L 336-5 du code de l'énergie

Figure 56. Schéma du principe du contrôle *ex post*



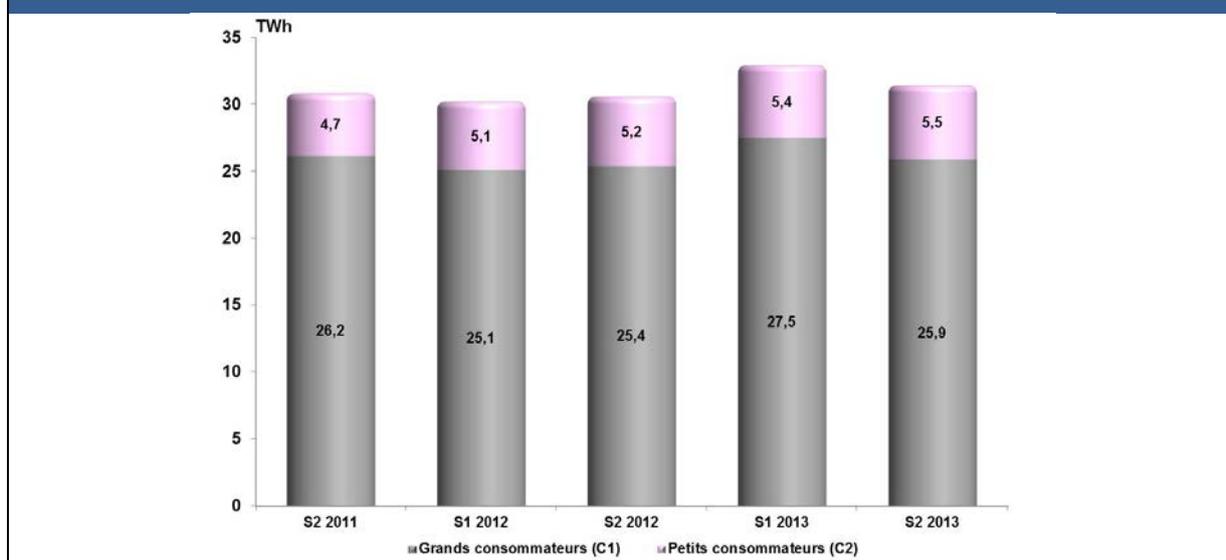
Source : CRE

## Volumes d'ARENH et statistiques sur le complément de prix

### Volume d'ARENH livré par semestre

La CRE est en charge du calcul *ex ante* des droits ARENH sur le fondement des prévisions de consommation transmises par les fournisseurs. La Figure 57 présente le volume d'ARENH livré entre juillet 2011 et juin 2013.

Figure 57. Volume d'ARENH livré entre juillet 2011 et juin 2013



Source : CRE

### Statistiques sur le complément de prix pour l'année 2012

La CRE est également en charge du calcul annuel *ex-post* du complément de prix. Elle a délibéré le 27 juin 2013 sur son montant au titre de l'année civile 2012.

En application des dispositions du VI de l'article 10 du décret n° 2011-466 visant à améliorer la transparence du dispositif pour les acteurs de marché, la CRE publie ci-après les statistiques relatives au complément de prix pour l'ensemble des fournisseurs et pour chaque catégorie de consommateurs.

Au titre de l'année 2012, sur les 3 fournisseurs ayant bénéficié d'ARENH, 4 n'ont pas eu à payer de complément de prix CP1. Alors qu'en 2011, aucune demande excessive n'avait été constatée, un fournisseur a été redevable d'un complément de prix CP2 sur l'année 2012, lequel s'est élevé à 212 539 € (hors application du taux d'intérêt légal en vigueur).

. Le tableau 13 présente les quantités d'ARENH calculées *ex ante* et *ex post*. Les fournisseurs ont, en moyenne, surestimé leurs droits d'environ 5,3 % avec toutefois une importante dispersion au sein des fournisseurs et des catégories. Une demande moyenne excédentaire proche de 5 % était attendue. En effet, le dimensionnement du dispositif ARENH incite les fournisseurs à sur-souscrire à hauteur de la moitié des volumes autorisés par la marge de tolérance<sup>34</sup>.

**Tableau 9: Comparaison des quantités d'ARENH ex ante et ex post en MW**

Quantité d'ARENH (en MW)	Ex-ante	Ex-post
Catégorie C1	5 748,1	5 448,3
Catégorie C2	1 174,9	1 126,9

Source : CRE

**Tableau 10: Comparaison des quantités d'ARENH ex ante et ex post en TWh**

Quantité d'ARENH (en MW)	Ex-ante	Ex-post
Catégorie C1	50,5	47,9
Catégorie C2	10,3	9,9
Volume total	60,8	57,8

Source : CRE

Les moyennes et écarts-type de l'échantillon des « sur-demandes » sont présentés ci-après :

**Tableau 11: Dispersion des « sur-souscriptions »**

Part de demande excédentaire	Moyenne pondérée des volumes	Ecart-type pondéré des volumes
Catégorie C1	5,5 %	4,1 %
Catégorie C2	4,3 %	46 %
Total	5,3 %	20 %

Source : CRE

Avant d'éviter d'être pénalisés par un complément de prix CP2, les fournisseurs disposent d'une marge de tolérance égale au maximum de 5 MW et de 10 % de leur consommation constatée moyenne. Ainsi, les fournisseurs dotés d'un portefeuille de faible volume peuvent, tout en ne dépassant pas cette marge de tolérance, avoir une demande excédentaire importante (par exemple, un fournisseur demandant 5 MW d'ARENH alors qu'il ne peut prétendre qu'à avoir 0,1 MW ne serait pas pénalisé mais a une demande excédentaire de 5 000 %).

Ainsi, pour présenter ici des chiffres plus significatifs, la CRE a procédé au retraitement des demandes en annulant l'effet de celles pour lesquelles la marge de tolérance est de 5 MW, ce qui correspond à n'enlever que 2 % du volume total.

<sup>34</sup> L'incitation naît du fait que, étant pénalisés par des sur-souscriptions, mais n'étant pas compensés pour des demandes insuffisantes, les fournisseurs cherchent à symétriser le risque d'aléas en demandant un niveau d'ARENH intermédiaire entre les deux bornes de la tolérance, ainsi que la CRE l'explique dans sa délibération du 3 mars 2011 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 fixant les modalités d'ARENH.

**Tableau 12: Dispersion des « sur-souscriptions »**

	Nombre de demande (catégories séparées)	Volume (MW)
Après retraitement	15	6 444
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>6 575,2</b>

Source : CRE

Les résultats sont les suivants :

**Tableau 13: Part de demande excédentaire après retraitement**

	Moyenne pondérée des volumes	Ecart-type pondéré des volumes
Catégorie C1	5,2 %	2,5 %
Catégorie C2	3,6 %	2,9 %
<b>Total</b>	<b>4,9 %</b>	<b>2,6 %</b>

Source : CRE

**Tableau 14: Impact financier du complément de prix par catégorie de consommateurs**

	CP1	ARENH livré (MWh)
Petits Consommateurs	2 777 431 €	10 319 528
Grands Consommateurs	13 116 719 €	50 490 909
<b>Tous consommateurs</b>	<b>15 894 150 €</b>	<b>60 810 437</b>

Source : CRE

### 1.2.3. Les agrégateurs de production

Un certain nombre de filières de production, notamment renouvelables, font l'objet de contrats d'obligation d'achat dont certains arrivent à terme. Les installations concernées peuvent alors bénéficier d'un nouveau tarif d'achat à condition de consentir à des investissements de maintenance et de rénovation de leur actifs, ou quitter le dispositif de soutien. Lorsque leurs contrats en obligation d'achat arrivent à terme et qu'ils ne souhaitent pas bénéficier de l'arrêté « rénovation » (ou de l'arrêté « renouvellement » dans le cas particulier de l'hydraulique), les producteurs doivent alors trouver d'autres alternatives pour valoriser leur production<sup>35</sup>.

Une des possibilités est de la valoriser en la vendant sur le marché de gros. Néanmoins, les centrales en question sont pour la plupart de faible puissance et l'accès au marché leur est soit impossible (du fait d'une puissance inférieure à la puissance limite pour accéder au marché), soit trop coûteux (les frais d'accès au marché étant importants pour des centrales de puissance relativement faible). Associer la production de plusieurs centrales pour atteindre un volume critique suffisant est une solution utilisée aujourd'hui pour être plus rentable sur le marché. Dans ce cadre, les producteurs se voient proposer des offres par des acteurs dits « agrégateurs de production » qui valorisent sur le marché la production d'un portefeuille regroupant plusieurs producteurs. Cela leur permet de faire foisonner les courbes de charge de production et d'optimiser la vente sur le marché.

Les agrégateurs de production concentrent aujourd'hui leur activité sur le segment des centrales hydroélectriques de petite taille sortant de l'obligation d'achat<sup>36</sup>. Les contrats d'obligation d'achat des autres filières ENR ne sont pas encore arrivés à terme. Néanmoins à court ou moyen terme la production de certaines centrales à incinération (fin des premiers contrats d'obligation d'achat à fin 2015) et de certains parcs éoliens (fin des premiers contrats d'obligation d'achat à fin 2015) devrait devenir accessible sur le marché de gros.

<sup>35</sup> Aujourd'hui le tarif d'achat est à un niveau supérieur au prix de marché et les producteurs ne sont pas incités à quitter le mécanisme d'obligation d'achat.

<sup>36</sup> Jusqu'à une puissance de 12MW (limite jusqu'à laquelle les installations utilisant l'énergie hydraulique peuvent bénéficier de l'obligation d'achat telle que définie dans le décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000).

Les agrégateurs de production permettent de diversifier les offres et les échanges sur le marché de gros en amont et par là même les approvisionnements des fournisseurs pour la construction de leurs offres en aval.

### Focus sur la filière des petites centrales hydrauliques

La filière des centrales hydrauliques de petite puissance est aujourd'hui le seul segment de production sur lequel les agrégateurs de production opèrent.

Il existe différents contrats d'obligation d'achat pour les petites centrales hydrauliques désignés en fonction de l'année de leur entrée en vigueur : H97, H01 et H07. Les nouvelles centrales mises en fonctionnement contractualisent aujourd'hui via des contrats H07.

Un nombre conséquent de contrats H97 sont arrivés à échéance en 2012, et à cette date, les producteurs titulaires ont eu deux choix possibles :

- Soit bénéficier d'un nouveau droit au tarif d'achat à conditions d'opérer certains investissements spécifiques. Dans ce cas deux contrats différents s'offrent à eux via :
  - l'arrêté rénovation donnant droit à un nouveau contrat H07 d'une durée de 20 ans ;
  - l'arrêté renouvellement donnant droit à un nouveau contrat H97 d'une durée de 15 ans.
- Soit valoriser leur production sur le marché.

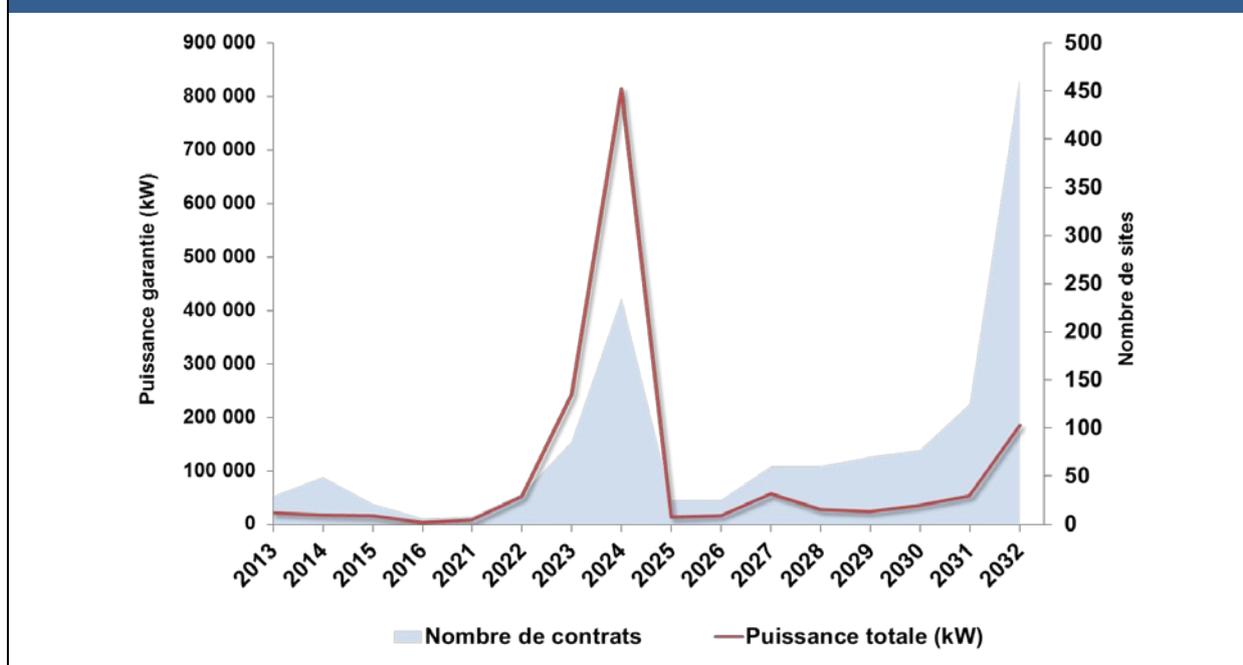
Entre octobre 2012 et septembre 2013, 746 contrats sous le régime de l'obligation d'achat pour des petites centrales hydrauliques sont arrivés à échéance, représentant une puissance de 544 MW. À ce jour, les deux tiers de ces installations sont revenus à des contrats d'obligation d'achat via des investissements *ad hoc* prévus par arrêté.

Fin septembre 2013, il reste environ 250 installations hydrauliques en dehors du mécanisme d'obligation d'achat ce qui représente une puissance installée de 184 MW.

Enfin, depuis avril 2013, une dizaine d'installations par mois (représentant une puissance moyenne de 3 MW cumulés) reviennent à un régime d'obligation d'achat.

La Figure 58 représente le nombre de sites (et la puissance correspondante) arrivant en fin d'obligation d'achat.

**Figure 58 : Prévion du nombre d'installations hydrauliques dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance ainsi que la puissance associée**

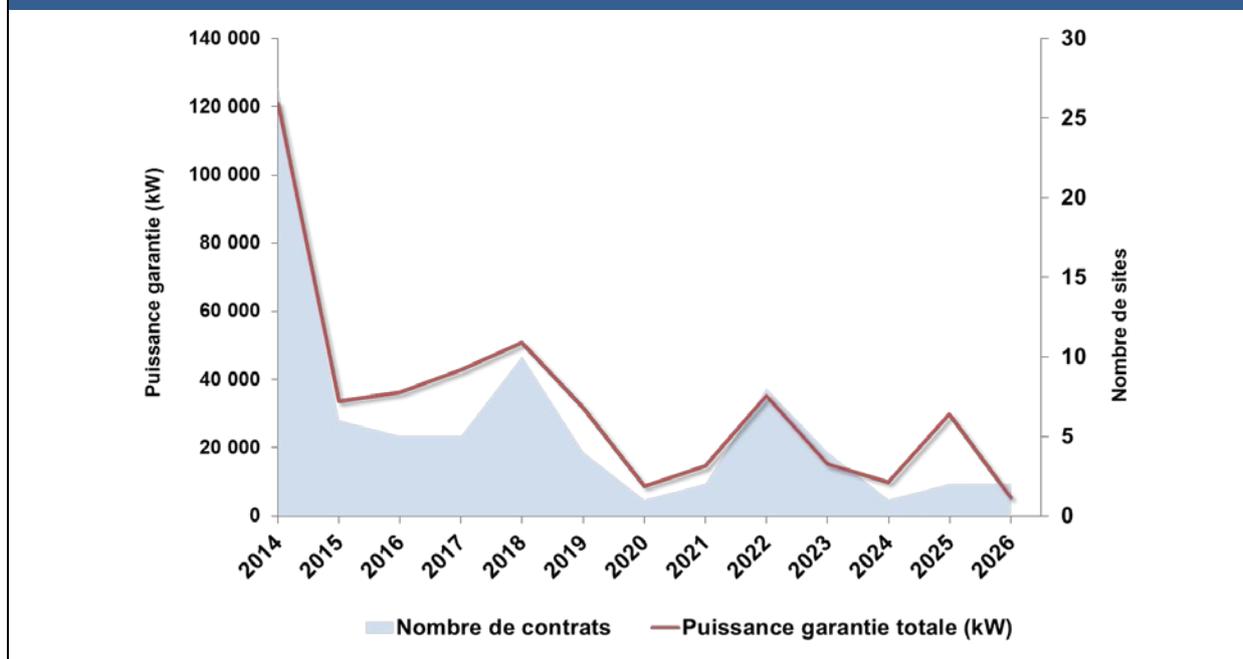


Source : EDF/ELD

### Focus sur la filière d'incinération de déchets ménagers

Environ 150 MW cumulés – représentant 30 % du parc – arrivent à échéance en 2014 et 2015. La Figure 59 représente le nombre de sites (et la puissance correspondante) arrivant en fin d'obligation d'achat.

Figure 59: Prédiction du nombre d'installations d' « Incinération de déchets ménagers » dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance ainsi que la puissance associée



Sources : EDF, ELD

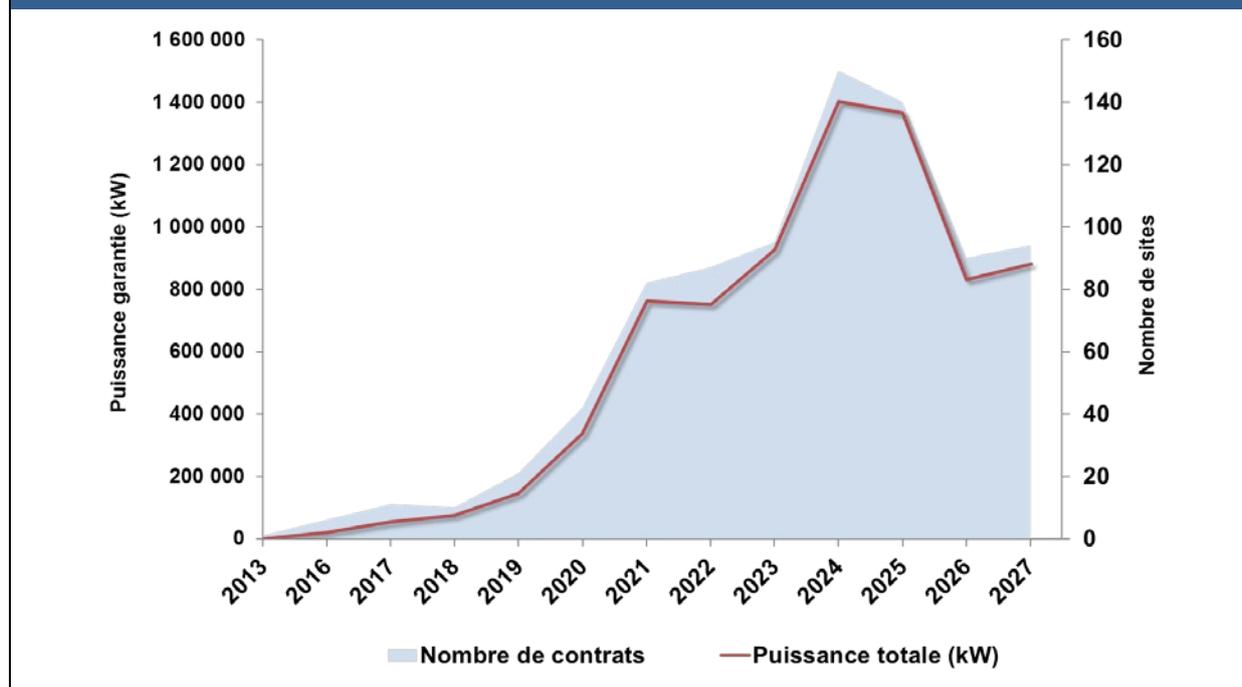
Il existe également pour cette filière un arrêté permettant d'accéder à nouveau à un contrat d'obligation d'achat dans le cas où certains investissements de rénovation ont été effectués<sup>37</sup>. Cependant, étant donné que le prix de l'obligation d'achat pour ces installations est proche du prix de marché, il est probable qu'une grande partie des opérateurs dont les contrats d'obligation d'achat arrivent à terme fasse le choix du marché pour la vente de leur production.

### Focus sur la filière éolienne

Les premiers contrats d'obligation d'achat pour la filière éolienne arrivent à terme en 2016. Néanmoins, les volumes les plus significatifs concernent les installations dont le contrat d'obligation d'achat se termine à partir de 2020 comme le montre la Figure 60.

<sup>37</sup> Arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

**Figure 60 : Prédiction du nombre d'installations éoliennes dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance ainsi que la puissance associée**



Source : EDL, ELD

En l'état actuel du cadre législatif et réglementaire, ces installations, au terme de leur contrat d'obligation d'achat, valoriseront toute leur production sur le marché.

## 2. L'économie des tarifs réglementés de vente d'électricité

L'article L.337-5 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction des catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures.

L'article 3 du décret n°2009-75 du 12 août 2009 dispose par ailleurs que les tarifs réglementés sont établis de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation que supportent EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable<sup>38</sup>.

Il en résulte que les tarifs réglementés de vente d'électricité doivent être appréciés à l'aune du principe de couverture des coûts<sup>39</sup> précédemment mentionné, et doivent donc *a minima* couvrir les coûts de production comptables des opérateurs historiques.

<sup>38</sup> Dans l'analyse tarifaire menée par la CRE pour les tarifs réglementés de vente d'électricité, aucune marge n'est introduite pour l'activité de commercialisation.

<sup>39</sup> Rappel des textes en vigueur se rapportant aux tarifs réglementés de vente d'électricité :

L'article L. 337-5 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures en fonction des coûts liés à ces fournitures ».

L'article L. 337-6 prévoit que « dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale ».

Il prévoit également que « sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée ».

L'article 3 du décret n° 2009-975 du 12 août 2009 prévoit que : « La part fixe et la part proportionnelle de chaque option ou version tarifaire sont chacune l'addition d'une part correspondant à l'acheminement et d'une part correspondant à la fourniture qui sont établies de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux

Par ailleurs, dans sa décision du 24 avril 2013 relative à l'arrêté tarifaire du 28 juin 2011 qui fixait les tarifs réglementés de vente d'électricité à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2011, le Conseil d'État a considéré qu'il incombait « aux *ministres chargés de l'énergie et de l'économie [...] de répercuter dans les tarifs qu'ils fixent, de façon périodique, les variations, à la hausse ou à la baisse, des coûts moyens complets de l'électricité distribuée par Électricité de France et les entreprises locales de distribution* » et qu'il appartenait aux ministres compétents, à la date à laquelle ils prennent leur décision, pour satisfaire à ces obligations, et pour chaque tarif, « *premièrement, de permettre au moins la couverture des coûts moyens complets des opérateurs afférents à la fourniture de l'électricité à ce tarif, tels qu'ils peuvent être évalués à cette date, deuxièmement, de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur la période tarifaire à venir, en fonction des éléments dont ils disposent à cette même date, et troisièmement, d'ajuster le tarif s'ils constatent qu'un écart significatif s'est produit entre tarif et coûts, du fait d'une surévaluation ou d'une sous-évaluation du tarif, au moins au cours de la période tarifaire écoulée* ».

En application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente doivent, en outre, progressivement, et au plus tard fin 2015, converger vers une construction par empilement du prix de l'ARENH, du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation, ainsi que d'une rémunération normale. Cette construction correspond à la façon dont un fournisseur alternatif d'électricité peut construire ses offres de marché, compte-tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. Comme l'a relevé le Conseil d'État dans la décision précitée, les tarifs réglementés de vente doivent ainsi converger progressivement vers une situation où ils seront, par construction, contestables, c'est-à-dire qu'ils pourront être concurrencés par les fournisseurs alternatifs.

Dans ce cadre, deux analyses sont réalisées dans cette partie :

- La première portant sur le niveau de couverture des coûts comptables d'EDF par les tarifs réglementés de vente d'électricité ;
- La seconde portant sur la contestabilité de ces tarifs par des offres construites librement par empilement des coûts énoncés ci-dessus.

## 2.1. La couverture des coûts d'EDF

La Figure 61 présente le niveau de couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF par les revenus générés à partir des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013 par couleur tarifaire. Les coûts à couvrir comprennent les coûts de production, les coûts commerciaux et les coûts d'acheminement réseau.

Les coûts de production considérés dans cette étude sont les coûts prévisionnels de l'année 2013 tels qu'estimés par la CRE dans son « Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité » (publiée le 4 juin 2013) – à savoir une évolution des coûts de production par rapport à ceux de 2012 de +4,5 % (en prenant comme hypothèse un non allongement de 10 ans de la durée d'amortissement comptable des centrales nucléaires).

Les coûts commerciaux ont été estimés en retenant l'hypothèse d'une augmentation de 1,8 % sur l'ensemble des couleurs tarifaires par rapport aux coûts commerciaux réels d'EDF de 2012 tel qu'évalués dans le rapport précité sur l'analyse réalisée en juin 2013 par la CRE sur les coûts de fourniture d'EDF. Les coûts commerciaux retenus par la CRE dans ces analyses tarifaires préalablement à la publication de ce rapport étaient des estimations calculées sur la base des coûts constatés de 2008 et réévalués à l'inflation, faute de données suffisantes pour avoir une meilleure estimation. Ceux-ci étaient sous évalués par rapport aux coûts réels. La méthode de répartition des

---

*publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation, que supportent pour fournir leurs clients Électricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, ainsi qu'une marge raisonnable.*

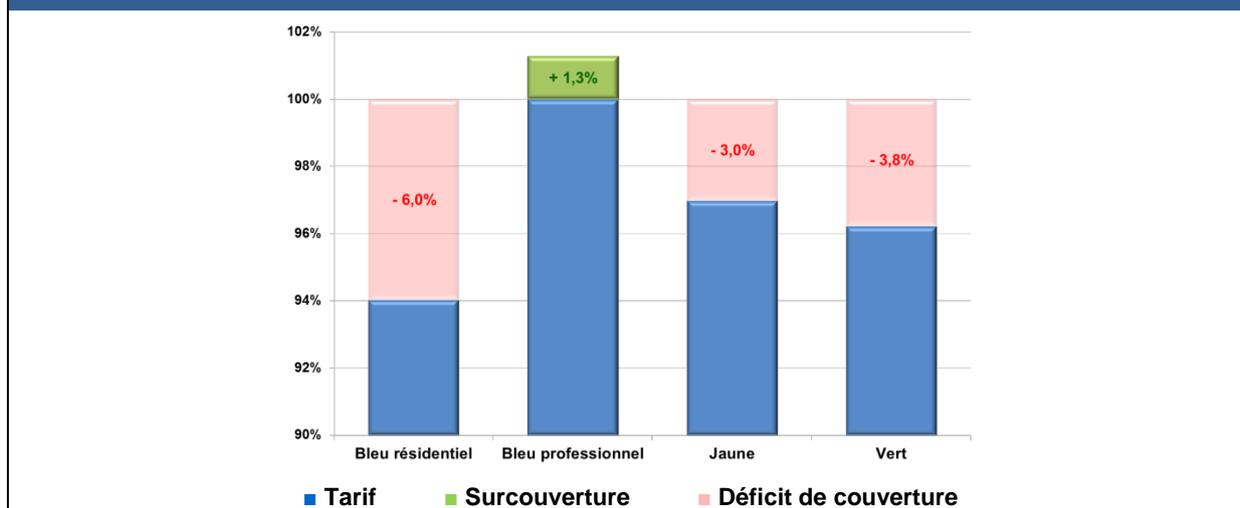
*La part correspondant à l'acheminement est déterminée en fonction du tarif d'utilisation des réseaux publics en vigueur applicable à l'option ou à la version concernée. La part correspondant à la fourniture couvre les coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation supportés par Électricité de France et les distributeurs non nationalisés pour fournir les clients ayant souscrit à cette option ou version. »*

coûts commerciaux entraîne par ailleurs une hausse plus marquée pour les clients bleus résidentiels.<sup>40</sup>

Les coûts liés à la part acheminement sont calculés à partir de la grille tarifaire du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013 :

- pour les clients raccordés au réseau de distribution : version du TURPE 3 (ter) HTA/BT appliqué du 1<sup>er</sup> août 2013 au 31 décembre 2013<sup>41</sup> ;
- pour les clients raccordés au réseau de transport : version du TURPE 4 HTB appliqué à partir du 1<sup>er</sup> août 2013<sup>42</sup>.

**Figure 61 : Couverture des coûts par les tarifs bleu résidentiel, bleu professionnel, jaune et vert au 1er août 2013**



Source : EDF - Analyse : CRE

Exemple de lecture : Afin de couvrir les coûts du tarif bleu résidentiel, il serait nécessaire d'appliquer une hausse de 6,0 %.

La Figure 62 et la Figure 63 présentent quant à elles le niveau de couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF par les revenus générés à partir des tarifs réglementés de vente d'électricité en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013 par couleur et option tarifaire.

Les niveaux de couverture présentés par catégorie tarifaire sont sensibles à la répartition des coûts affectés à chaque type de tarif. Concernant les coûts de production, cette répartition dépend de la forme de consommation des différents clients ainsi que du volume de consommation pour chaque tarif<sup>43</sup>. Le paramètre de forme de consommation n'a pas été modifié entre 2012 et 2013 (les mêmes hypothèses ayant été conservées). A l'inverse, le portefeuille de clients par tarif, et donc le nombre de clients et le volume affecté à chaque type de tarif, a connu quant à lui des modifications plus ou moins importantes affectant par conséquent la répartition des coûts sur chaque tarif.

Ces modifications de portefeuille ont d'autant plus d'impact sur une catégorie tarifaire si celle-ci présente un nombre de clients réduits. En effet le départ ou l'arrivée de clients dans cette catégorie

<sup>40</sup> La répartition des coûts commerciaux se fait soit par imputation directe aux catégories de client soit via l'utilisation de clés de répartition pour les coûts transversaux entre catégorie de clients. Les clés de répartition sont calculées en tenant compte notamment du prorata des effectifs engagés pour les coûts de ressources humaines, de management et d'immobilier ou du prorata du flux de données engagé pour les coûts liés aux systèmes d'information. La méthode de répartition des coûts commerciaux a été approuvée par un audit réalisé en 2011 et n'a pas connu de modification depuis.

<sup>41</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mai 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT pour la période du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2013

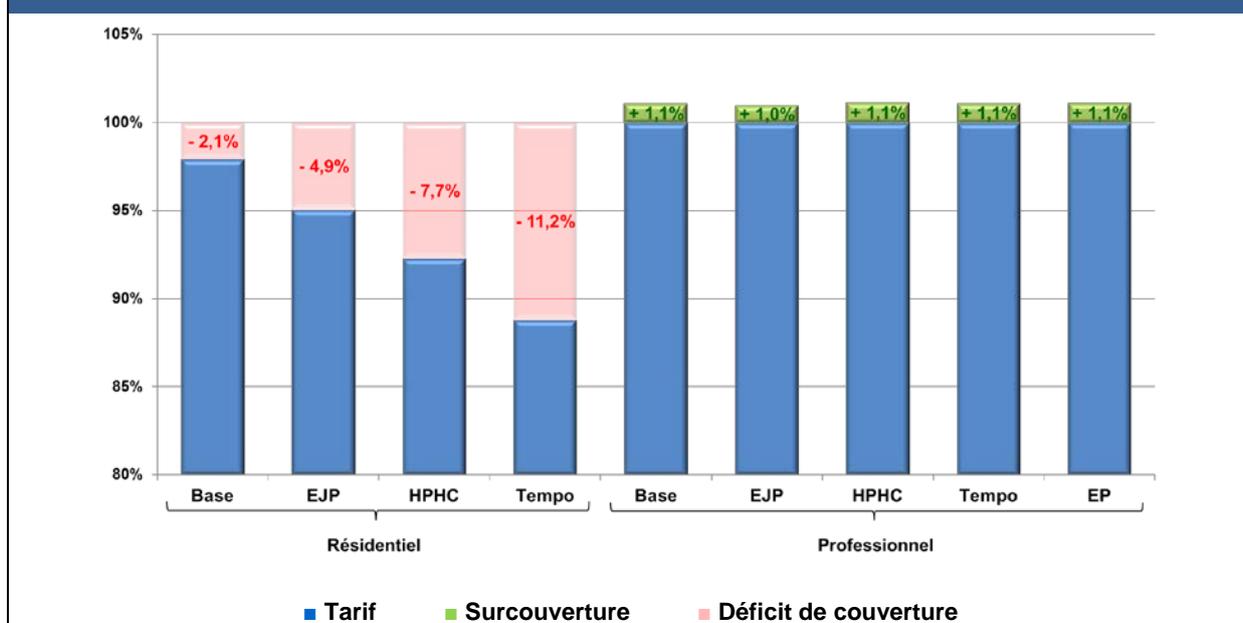
<sup>42</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB

<sup>43</sup> Cf « Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité » (publiée par la CRE le 4 juin 2013) – Section 2 : explication détaillée sur la méthode de calcul des clés de répartition des coûts de production d'EDF.

tarifaire pourra entraîner en proportion des variations significatives. Ainsi, en se référant à la section 1 paragraphe 1.2.3, il est identifiable que les niveaux de couverture des coûts affectés aux tarifs verts, et de manière plus générale aux tarifs en option EJP ou Tempo, sont les plus sensibles à ces changements. Le niveau de couverture pour les autres couleurs reste quant à lui relativement homogène d'une année à l'autre.

Enfin, les données de consommation restent des estimations, tout autant pour les consommations réalisées, pour lesquelles des hypothèses doivent être faites sur le niveau de consommation des compteurs qui n'ont pas encore été relevés, que pour les consommations normalisées selon les profils des clients, qui dépendent des méthodes de prise en compte de la thermosensibilité.

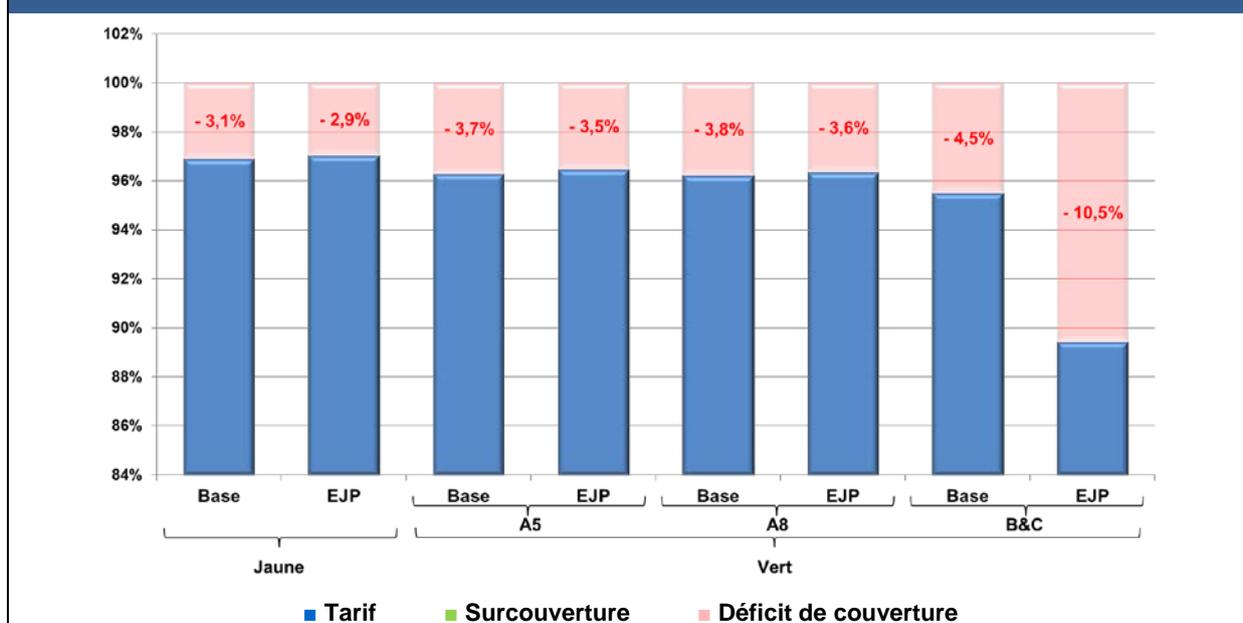
**Figure 62 : Couverture des coûts par les tarifs bleus par option, au 1<sup>er</sup> août 2013**



Source : EDF - Analyse : CRE

Exemple de lecture : Afin de couvrir les coûts du tarif bleu résidentiel en option base, il est nécessaire d'appliquer une hausse de 2,1 %.

**Figure 63 : Couverture des coûts par les tarifs jaunes et verts par option, au 1<sup>er</sup> août 2013**



Source : EDF - Analyse : CRE

La couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente s'apprécie d'une part, en fonction du niveau des tarifs réglementés de vente et, d'autre part, en fonction de leur structure :

- en niveau, différenciées par couleur tarifaire, afin de s'orienter vers la couverture de leurs coûts respectifs ;
- en structure, notamment par option et par poste horosaisonnier, afin de couvrir leurs coûts respectifs et d'améliorer leur efficacité en matière de maîtrise de la demande à la pointe. Chaque tarif d'une couleur donnée doit représenter le niveau de coûts qu'il engendre sur le système au regard de son comportement de consommation. A titre d'exemple, un client résidentiel utilisant le chauffage électrique se voit affecter proportionnellement plus de coûts du fait qu'il consomme en moyenne plus lorsque le système électrique est tendu.

En vue du mouvement du 1<sup>er</sup> août 2013, la CRE, dans son avis du 25 juillet 2013, a étudié la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente sous ces deux aspects.

Il en ressort qu'en niveau, seuls les tarifs réglementés bleus professionnels sur-couvrent légèrement leurs coûts. Toutes les autres couleurs tarifaires sont globalement déficitaires.

En structure, à l'exception des tarifs bleus résidentiels et pour l'option EJP des tarifs verts B&C, les niveaux de sous et de sur-couverture sont sensiblement égaux à l'intérieur d'une même couleur. Le tarif bleu résidentiel Tempo rattrape quant à lui en partie son retard de couverture après la hausse plus importante appliquée à cette option, mais demeure plus déficitaire que les autres options de cette couleur.

## 2.2. La contestabilité des tarifs réglementés par les fournisseurs alternatifs

### 2.2.1. Méthodologie

Conformément à l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE « *surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique* ».

Comme explicité au paragraphe 1.2 de cette section, les fournisseurs alternatifs disposent de différents moyens d'approvisionnement et/ou de production d'électricité pour assurer la couverture de leurs besoins en électricité. Vérifier la cohérence entre les offres proposées sur le marché de détail par les fournisseurs et leurs conditions réelles d'approvisionnement en électricité suppose, d'une part, une connaissance fine des échanges et contrats réellement conclus sur le marché amont et des autres paramètres constitutifs d'une offre (coûts commerciaux, etc.), et d'autre part, une connaissance fine des offres de marché proposées et contractualisées par les fournisseurs auprès de leurs clients finals.

Comme dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de janvier 2013, la CRE n'a pas procédé à l'examen intégral des conditions effectives d'approvisionnement de chaque fournisseur présent sur le marché de détail de l'électricité. En effet, en raison notamment du faible développement de la concurrence sur le segment de la production, la CRE a choisi de s'intéresser à un fournisseur alternatif « type », s'approvisionnant par les deux grands canaux retenus aujourd'hui par les acteurs du secteur : l'ARENH et le marché de gros. Les coûts présentés ici sont donc des coûts normatifs, reflétant toutefois la réalité de la situation vécue par un grand nombre de fournisseurs sur le marché de détail. Ils sont notamment représentatifs de la situation économique dans laquelle se trouverait un nouvel entrant sur le marché de la fourniture d'électricité, si celui-ci est un fournisseur « pur », c'est-à-dire présent uniquement sur le segment aval de la commercialisation.

### 2.2.2. Conditions d'approvisionnement des fournisseurs

Le fournisseur type considéré s'approvisionne au moyen de l'ARENH et du marché de gros.

La participation au dispositif ARENH n'est pas entièrement neutre pour un fournisseur, les frais complémentaires ci-dessous venant, le cas échéant, s'ajouter au prix d'achat de l'ARENH :

- les frais de constitution des garanties, dès lors que celles-ci ne sont pas des garanties de la maison-mère ;

- les frais liés aux activités de la Caisse des dépôts et consignations dans le cadre de ses missions de gestion des flux financiers du dispositif ARENH ;
- les frais associés au besoin de fond de roulement occasionné par le décalage entre le paiement des factures des clients (en général 90 jours après la livraison effective de l'électricité) et le paiement à EDF des volumes d'ARENH (qui s'effectue le dernier jour du mois de livraison).

Au total, selon les fournisseurs et les clients, l'ensemble de ces frais peuvent représenter de l'ordre de 50 centimes d'euro par mégawattheure de surcoût pour un fournisseur de clients industriels par rapport au fournisseur historique.

Dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de janvier 2013, la CRE a proposé des pistes d'amélioration du dispositif ARENH, notamment sur les questions des délais de paiement et des garanties bancaires. Faisant suite aux propositions de la CRE, la DGEC a lancé une consultation des acteurs du secteur en vue de faire évoluer le décret précisant les modalités de fonctionnement du dispositif.

### 2.2.3. Méthode de calcul du coût d'approvisionnement d'un client

#### **Principes de l'outil de pricing<sup>44</sup>**

La CRE a développé un outil de *pricing* permettant de calculer le coût d'approvisionnement d'un client sur une année, pour un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH et sur le marché. Il est fondé sur une approche statistique et permet, à travers des modèles stochastiques utilisant des simulations de Monte Carlo<sup>45</sup>, de prendre en compte différents aléas et d'intégrer le facteur risque et les surcoûts associés dans le calcul du coût d'approvisionnement.

L'outil permet de traiter différents types de clients ou de portefeuilles de clients, qu'ils soient télérelevés ou profilés. Dans le cas de ces derniers, la thermosensibilité des profils est prise en compte dans la simulation statistique, via l'utilisation des gradients de température et le couplage du calcul de la courbe de charge à un modèle de simulation stochastique de la température.

La part ARENH du coût d'approvisionnement est déterminée comme le volume d'ARENH auquel a droit le client considéré, calculé à partir de sa courbe de charge à température normale, et le prix du MWh d'ARENH, fixé comme donnée d'entrée.

L'outil détermine ensuite le coût de l'approvisionnement sur le marché, simulé par l'addition d'une part d'achat de produits *forward* calendaires Base et Pointe, et d'autre part d'un complément sur le marché spot (ou d'une revente éventuelle sur le marché du surplus). Le prix des produits *forward* est une donnée d'entrée du modèle, tandis que les prix spot sont simulés par un modèle stochastique couplé à l'outil. Le volume d'achat de produits *forward* est déterminé par une simulation de Monte Carlo du risque prix et par la stratégie de gestion du risque choisie par l'utilisateur. Une fois ce volume déterminé, le volume d'achat et revente au spot est calculé par l'outil qui en déduit le coût de la part marché de l'approvisionnement. Le coût final du client considéré est alors calculé comme la somme des parts ARENH et marché, auxquelles s'ajoutent les frais supplémentaires ci-après.

#### **Frais supportés par un fournisseur**

Tous les frais supportés par le fournisseur type sont inclus dans le calcul de l'approvisionnement, à l'exception des frais spécifiques au dispositif ARENH cités au paragraphe 2.2.2 de la présente section. Les frais pris en compte correspondent :

- aux frais d'accès aux marchés de l'électricité (bourses, courtiers) ;
- aux coûts dus aux écarts dans le processus d'équilibre offre-demande ;
- à la contribution sociale de solidarité des sociétés.

Les montants pris en compte dans l'outil de *pricing* sont présentés dans le tableau ci-dessous.

<sup>44</sup> Cf glossaire pour définition

<sup>45</sup> Dans ce cas particulier, les simulations de Monte Carlo permettent de représenter une moyenne de prix d'approvisionnement pour un portefeuille ou un type de client donné prenant en compte l'ensemble des aléas de température et d'évolution de prix de marché. En d'autres termes, un grand nombre de scénarios sont envisagés (portant sur la température et l'évolution des prix de marché), desquels sont calculés pour chacun d'entre eux un coût d'approvisionnement du portefeuille considéré. La moyenne de ces coûts sur l'ensemble des scénarios donne le résultat recherché.

**Tableau 15: Montant des frais supportés par un fournisseur**

Frais	Montant (€/MWh)
Frais divers (accès aux marchés, courtiers, contribution sociale de solidarité des sociétés)	0,5
Coût de RE et des écarts	0,4 (clients industriels) 1,7 (petits clients)

Source : acteurs de marché

### **Prix de marché et période de référence des cotations**

Le modèle de *pricing* des courbes de charge développé par la CRE repose sur une couverture du risque réalisée via l'achat de produits de marché calendaires. Ces produits sont adaptés à la fourniture de la courbe de charge de portefeuilles présentant de faibles variations de consommation d'un semestre calendaire à l'autre. L'achat de blocs calendaires *Peak* et *Offpeak* permet de couvrir la courbe de charge du portefeuille en laissant un minimum d'arbitrage en produits de plus courte période de livraison. Enfin, les produits calendaires sont les produits principalement utilisés pour le *sourcing* des fournisseurs, les autres produits étant plus marginaux.

Ce modèle fournit des résultats proches de ceux d'EDF à hypothèses identiques.

### **Courbes de charge analysées par la CRE**

L'estimation des coûts de fourniture d'un client faite par la CRE est fondée sur la courbe de charge de ce client. Lorsqu'il est caractérisé par un profil, l'outil développé simule un grand nombre de scénarios de température et les résultats sont alors déterminés en espérance. Les profils retenus ont évolué pour tenir compte de la mise à jour publiée en juillet 2013 par ERDF<sup>46</sup>.

### **Volumes d'ARENH par catégorie de clients**

Les volumes d'ARENH retenus sont ceux présentés au paragraphe 1.2.2 de la présente section.

#### **2.2.4. Contestabilité des tarifs réglementés de vente**

Un tarif est dit contestable si un fournisseur alternatif, compte tenu de ses coûts d'approvisionnement, peut proposer au client un prix plus intéressant que le tarif.

Pour estimer la contestabilité des tarifs, les coûts commerciaux du fournisseur alternatif sont considérés égaux à ceux pris en compte dans les tarifs réglementés de vente.

Le tableau 20 montre la hausse tarifaire qu'il faudrait appliquer aux tarifs réglementés de vente pour en assurer la contestabilité en moyenne, en considérant le prix de l'ARENH à 42 €/MWh et les hypothèses de calcul présentées au paragraphe 2.2.3.

Dans la mesure où le volume d'ARENH ne couvre qu'une partie de la courbe de charge d'un client, le haut de la courbe est approvisionné sur le marché de gros de l'électricité (bandeau de produit calendaire complété par un approvisionnement au spot). Les résultats sont présentés en fonction d'hypothèses sur une fourchette de prix de marché en base représentative des prix auxquels les fournisseurs se sont approvisionnés<sup>47</sup>.

Le calcul est effectué à la date du 31 décembre de l'année concernée. Ainsi, le niveau de TURPE est celui en vigueur sur le second semestre de l'année.

<sup>46</sup> Ces chiffres sont les approximations sur lesquelles la CRE fonde ses calculs, qui ne tiennent pas compte du traitement particulier des jours de ponts et du changement d'heure dans la reconstitution des profils.

<sup>47</sup> Le modèle utilise également des valeurs de prix spot de pointe calculés à partir des hypothèses sur le prix de marché de base.

**Tableau 16. Hausse qu'il aurait fallu effectuer sur le tarif réglementé de vente en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2012 pour assurer sa contestabilité en moyenne**

Prix de marché	48 €/MWh	50 €/MWh	52 €/MWh	54 €/MWh	56 €/MWh
<b>Bleu résidentiel</b>	1,0%	1,4%	1,7%	2,0%	2,3%
<b>Bleu professionnel</b>	2,2%	2,8%	3,5%	4,1%	4,8%
<b>Jaune</b>	-0,5%	0,1%	0,9%	1,6%	2,4%
<b>Vert</b>	2,1%	3,1%	3,9%	4,8%	5,6%

**Tableau 17. Hausse à effectuer sur le tarif réglementé de vente en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013 pour assurer sa contestabilité en moyenne**

Prix de marché	46 €/MWh	48 €/MWh	50 €/MWh	52 €/MWh	54 €/MWh
<b>Bleu résidentiel</b>	-0,3%	0,2%	0,7%	1,2%	1,6%
<b>Bleu professionnel</b>	-5,5%	-4,9%	-4,2%	-3,5%	-2,8%
<b>Jaune</b>	-1,7%	-1,1%	-0,3%	0,3%	1,0%
<b>Vert</b>	-0,5%	0,3%	1,2%	2,0%	2,8%

*Analyse : CRE après mise à jour des profils (source ERDF)*

Les chiffres présentés dans les analyses de contestabilité de la CRE sont, par définition, dépendants de la modélisation du mode d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs qu'elle utilise. Les stratégies d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs peuvent s'avérer différentes d'un fournisseur à un autre, l'optimisation de l'approvisionnement étant au cœur de leur métier. Les résultats présentés par la CRE ont ainsi vocation à refléter des tendances de contestabilité dont le niveau réel est propre à chaque fournisseur. Enfin, ces niveaux de contestabilité s'entendent en moyenne sur chacun des segments. Au sein d'une catégorie contestable en moyenne, tous les clients ne le sont donc pas nécessairement.

### 3. Conditions de fourniture en gaz naturel

#### 3.1. Analyse des coûts de fourniture de GDF SUEZ

##### 3.1.1. Analyse des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ

###### **Les évolutions du portefeuille d'approvisionnement de GDF SUEZ en 2012**

L'année 2012 a été marquée par les renégociations de contrats long terme, notamment des contrats avec les contreparties Statoil et Gas Terra, qui vont aboutir à des accords portant sur une part significative du volume total du portefeuille pris en compte dans la formule tarifaire en 2012. La part indexée marché dans les contrats de long terme est ainsi passée de 25,6 % au 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 35,6 % depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Ces accords ont été pris en compte dans l'élaboration de la formule tarifaire figurant dans l'arrêté du 21 décembre 2012<sup>48</sup>.

Les prix de marché restant dans la conjoncture actuelle significativement inférieurs aux prix indexés sur le pétrole, l'augmentation de la part indexée marché dans les contrats de long terme a entraîné une baisse des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Ces renégociations bénéficient au consommateur final puisqu'à la fin de 2012 les coûts d'approvisionnement estimés par la formule applicable depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013 sont inférieurs d'environ 5 €/MWh à ceux estimés à partir de la formule applicable en 2008.

Bien que le portefeuille d'approvisionnement de GDF SUEZ repose historiquement majoritairement sur des contrats de long terme, les achats de court terme ont vu leur part progresser continûment ces dernières années, jusqu'à représenter en 2012 près de 30 % du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ. GDF SUEZ indique que ces achats sont effectués dans le cadre

<sup>48</sup> Arrêté du 21 décembre 2012 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution de GDF Suez.

d'opérations d'achats/ventes ou d'opérations spécifiques. Néanmoins la diversité des sources d'approvisionnement procure à GDF SUEZ un potentiel d'optimisation.

**Tableau 18 : Répartition du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ**

TWh	2010	2011	2012
<b>Contrats de long terme importés</b>	386	356	352
<b>Achats de court terme</b>	101	143	165
<b>Autres (filiales/Opérateurs/Non importé)</b>	153	112	76
<b>Total</b>	641	611	594

Source : GDF SUEZ

Sur un total d'approvisionnements représentant 594 TWh en 2012, près de 28 % sont assurés par des achats de court terme. Le volume de ces achats a augmenté de 64 TWh entre 2010 et 2012, soit +63 %.

Il en résulte que, sur l'année 2012, l'évolution du coût moyen du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ a été fonction des prix de marché pour environ 50 % des volumes (26 % d'indexation sur des prix de marché dans les contrats de long terme importés, auquel s'ajoute 28 % d'achats de court terme).

La formule tarifaire permettant d'estimer l'évolution du terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel reste à ce jour fixée en fonction d'un périmètre exclusivement basé sur les contrats de long terme, qui n'intègre par conséquent pas la totalité des sources d'approvisionnement susceptibles d'approvisionner les clients aux tarifs réglementés en France.

GDF SUEZ indique être contraint par ses engagements vis-à-vis de l'Etat, formalisés dans un contrat de service public, signé le 23 décembre 2009, qui prévoit que le terme reflétant les coûts d'approvisionnement dans les tarifs réglementés de vente « *représente les coûts du gaz naturel importé en France par GDF SUEZ pour l'alimentation de ses clients, dans le cadre des contrats long terme constitutifs de son portefeuille d'approvisionnement* ».

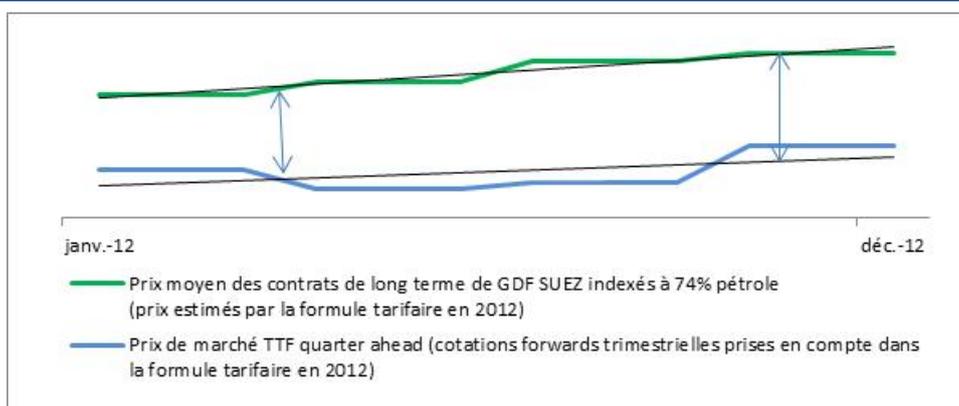
Comme rappelé précédemment, GDF SUEZ annonce que ses achats de court terme sont principalement réalisés dans le cadre d'opérations d'achats / ventes spécifiques. Une partie de ces achats serait par conséquent à exclure d'un calcul de coût moyen d'approvisionnement représentatif du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ.

La CRE relève que le contrat de service public de GDF SUEZ lie la sécurité d'approvisionnement à l'engagement de conserver un portefeuille d'approvisionnement diversifié, fondé sur des contrats de long terme mais aussi sur d'autres sources de gaz aisément mobilisables telles que les achats sur les marchés de court terme.

La différence observée depuis 2009 entre les prix de marché et les prix du gaz indexés sur les indices pétroliers s'est maintenue du fait des évolutions parallèles de ces deux valeurs en 2011-2012. Entre 2011 et 2012, les prix de marché TTF<sup>49</sup> ont augmenté de 10,8 % pour s'établir à 25,1 €/MWh alors que le prix du baril de Brent a augmenté de 9,1 %.

<sup>49</sup> Plateforme organisée d'échange de gaz naturel située aux Pays-Bas.

**Figure 64 : Écart entre les prix moyens des contrats de long terme importés et les prix de marché TTF en 2012**



Source : Heren, GDF SUEZ - Analyse CRE

### **Adéquation entre les coûts d'approvisionnement estimés par la formule et les coûts réellement supportés par GDF SUEZ**

Dans le cadre de l'audit sur les coûts d'approvisionnement en gaz naturel de GDF SUEZ réalisé au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2013, la CRE s'est assurée de l'adéquation entre les coûts d'approvisionnement et les coûts tels que calculés par la formule tarifaire. A cette fin, la CRE a procédé à l'analyse rétrospective des écarts constatés entre les coûts estimés par la formule et les coûts réellement supportés par GDF SUEZ au périmètre des contrats de long terme au cours de l'année 2012.

Les hypothèses de construction de la formule tarifaire conduisent mécaniquement à des écarts avec les coûts réellement supportés par GDF SUEZ. Les écarts entre la formule et les coûts réels peuvent être répartis en deux catégories :

- des écarts liés aux effets d'approximation de la formule à périmètre identique ;
- des écarts liés au fait que l'approvisionnement réel de GDF SUEZ est nettement plus large que celui du périmètre de la formule. L'analyse pour la construction de la formule tarifaire est restreinte au périmètre des contrats long termes de GDF SUEZ.

La décision du Conseil d'Etat SA GDF SUEZ et Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie (ANODE) du 10 juillet 2012 a précisé les conditions dans lesquelles les tarifs réglementés de vente de gaz naturel doivent être fixés par les ministres et notamment qu'il y a lieu « *de compenser l'écart, s'il est significatif, qui s'est produit entre tarifs et coût, au moins au cours de l'année écoulée* » le cas échéant.

Les écarts positifs et négatifs entre les coûts estimés par la formule et les coûts constatés se compensent pour ne représenter que 0,23 % sur l'ensemble de l'année 2012. Le graphique suivant illustre l'évolution des deux valeurs.

**Figure 65 : Courbe d'écart entre les coûts d'approvisionnement au périmètre des contrats de long terme importés et la formule tarifaire en 2012**



Source : GDF SUEZ - Analyse CRE

Les écarts constatés s'expliquent par trois facteurs :

- au premier semestre 2012, la formule tarifaire a sous-estimé les coûts d'approvisionnement réellement supportés par GDF SUEZ au périmètre des contrats de long terme importés. Cet écart s'explique principalement par des différences entre les volumes importés sur certains contrats et les hypothèses prévisionnelles prises en compte lors de la définition de la formule ;
- au second semestre 2012, l'impact des révisions de prix de certains contrats de long terme conduit à une surestimation des coûts d'approvisionnement réellement supportés par GDF SUEZ par rapport au résultat de la formule tarifaire.
- Par ailleurs, les hypothèses de construction de la formule tarifaire conduisent mécaniquement à des écarts avec les coûts réellement supportés par GDF SUEZ du fait :
  - des effets « techniques » liés au jeu de corrélation / décorrélation entre indices retenus dans la formule et indices réels des différents contrats d'approvisionnement ;
  - des effets dynamiques liés à l'application trimestrielle de la formule alors que les coûts réels sont facturés sur une base mensuelle.

En 2012, Les écarts constatés dus aux approximations ont été peu significatifs et n'appellent pas de commentaires particuliers.

Au final, la CRE considère donc que la formule a correctement évalué les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ au périmètre des contrats de long terme importés en 2012.

### 3.1.2. Analyse des coûts hors approvisionnement de GDF SUEZ

L'article 3 du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 modifié prévoit que « les tarifs réglementés de vente du gaz naturel couvrent les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et les coûts hors approvisionnement ». L'article 4 de ce même décret précise que « les coûts hors approvisionnement comprennent notamment :

- les coûts d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et, le cas échéant, des réseaux de distribution publique de gaz naturel, résultant de l'application des tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz fixés par la Commission de régulation de l'énergie ;
- les coûts d'utilisation des stockages de gaz naturel, le cas échéant ;
- les coûts de commercialisation des services fournis, y compris une marge commerciale raisonnable ».

Afin d'éclairer ses avis sur l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ, la CRE a audité l'ensemble des composantes de coûts évoquées dans l'article précité.

Il ressort de l'examen des comptes dissociés 2012 que les coûts hors approvisionnement de GDF SUEZ ont été correctement estimés et qu'il n'y avait en conséquence pas d'écart entre les coûts

estimés dans les tarifs et les coûts supportés par GDF SUEZ en 2012 devant donner lieu à compensation en 2013.

Les évolutions des coûts prévisionnels d'infrastructure de GDF SUEZ ont rendu nécessaire une augmentation de 1,4 % des TRV au 1<sup>er</sup> juillet 2013. Cette hausse s'explique pour 0,9 % par les coûts d'utilisation des réseaux de transport, pour 0,9 % par les coûts d'utilisation des réseaux publics de distribution, et pour -0,4 % par la baisse des coûts d'utilisation des stockages.

Pour les coûts de commercialisation, la CRE a retenu une approche basée sur l'analyse des derniers coûts constatés de GDF SUEZ et des principaux facteurs d'évolution pour l'année en cours. La hausse des coûts prévisionnels en 2013 est principalement due à l'augmentation :

- des créances irrécouvrables ;
- des coûts relatifs aux systèmes d'information de facturation et de gestion clientèle ;
- des taxes et de la contribution au tarif spécial de solidarité du gaz.

Ces augmentations sont compensées partiellement par la baisse des dépenses de communication et par des gains de productivité réalisés sur divers postes de charges.

Sur la base des éléments dont elle disposait début mai 2013, la CRE a estimé qu'une augmentation des TRV de 1,6 %, dont 1,4 % sont imputables à l'augmentation des coûts d'infrastructure, était nécessaire afin de couvrir l'évolution des coûts hors approvisionnement.

### 3.2. Les coûts de fourniture des ELD en gaz naturel

La CRE analyse les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement de chaque ELD afin de s'assurer que les tarifs couvrent les coûts supportés par l'ELD pour la fourniture de ses clients ayant souscrit aux TRV. Les ELD représentent 2,7 % des volumes de vente en 2012.

Le cadre réglementaire relatif aux tarifs réglementés de vente des ELD a récemment évolué avec la modification<sup>50</sup> du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 dont l'article 4 prévoit dorénavant que pour chaque fournisseur proposant des TRV, la CRE « *effectue chaque année une analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement. [...] Elle remet au Gouvernement les résultats de cette analyse et les rend publics* ». Dans sa délibération du 11 avril 2013 sur le projet de décret modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009, la CRE avait émis un avis défavorable à l'exigence de réalisation d'une analyse détaillée pour chaque fournisseur en relevant :

- que ces modalités « *sont disproportionnées au regard des objectifs de vérification de l'adéquation des tarifs et de transparence* » et
- qu' « *une telle mesure supposerait que le fournisseur historique puisse fournir à la CRE ses comptes détaillés. Or, ce n'est pas nécessairement possible s'il s'agit d'un fournisseur multi-fluides (eau, gaz, électricité, assainissement) ou qui n'a pas établi de comptes séparés pour ses activités de fourniture et de distribution* ».

La CRE indiquait que « *compte tenu des limites des ressources dont elle dispose, [elle] n'est pas en mesure de procéder à des audits et des contrôles annuels sur la totalité des 24 fournisseurs* ».

L'examen des conditions d'approvisionnement permet de déterminer son coût et d'établir la formule d'évolution du coût d'approvisionnement inscrite dans l'arrêté tarifaire de chaque ELD. Les coûts hors approvisionnement (coûts d'utilisation des infrastructures gazières et coûts commerciaux) sont établis sur le fondement des tarifs d'utilisation des réseaux en vigueur, des données transmises par les ELD et des échanges entre ces dernières et la CRE.

La CRE a par exemple pu s'assurer que les arrêtés de sept ELD pris le 15 octobre 2013 permettaient de fixer des tarifs à un niveau permettant de couvrir les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement et d'établir une formule d'approvisionnement reflétant l'évolution des coûts d'approvisionnement de ces ELD. Conformément à ce qu'elle indiquait dans sa délibération du 11 avril 2013 susmentionnée, la CRE a été en mesure de remettre au gouvernement un rapport d'analyse détaillé pour une seule des sept ELD faisant l'objet d'un arrêté tarifaire.

---

<sup>50</sup> Décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

### 3.3. L'approvisionnement des fournisseurs en gaz naturel

Les fournisseurs disposent de plusieurs canaux pour s'approvisionner en gaz naturel. Les conditions contractuelles des contrats de long terme liant les fournisseurs avec les producteurs de gaz naturel étant spécifiques à chaque contrat (niveau initial de prix, indexation, durée, volumes etc.), ceux-ci ne sont pas examinés ici.

Après avoir présenté les modalités d'approvisionnement des fournisseurs sur le marché de gros de gaz naturel, constatant notamment l'écart de prix observé actuellement sur les places de marché PEG Nord et PEG Sud, la filière du biométhane injecté sera examinée en tant que nouvelle source d'approvisionnement pour les fournisseurs.

Tous les fournisseurs de gaz naturel, historiques et alternatifs, sont soumis aux mêmes obligations en termes de sécurité d'approvisionnement. En cas de tension sur l'équilibre offre-demande global en France, les clients ont le même risque de coupure de leur alimentation en gaz naturel quel que soit leur fournisseur. La sécurité d'approvisionnement n'est donc pas un élément différenciant d'une offre de détail par rapport à une autre.

#### 3.3.1. Le marché de gros du gaz naturel

Ce paragraphe présente les diverses modalités d'approvisionnement auxquelles les fournisseurs de gaz naturel ont recours pour couvrir les besoins de leur portefeuille de clients sur le marché de détail.

##### **Les différentes places de marché et produits échangés en France**

Le marché français du gaz comprend aujourd'hui trois places de marché de gros, appelées Points d'échange de gaz (PEG) : les PEG Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et le PEG TIGF sur la zone Sud-Ouest. Les PEG sont indispensables aux fournisseurs actifs sur le marché de détail. Ils leur permettent d'arbitrer entre différentes sources de gaz de façon à faire bénéficier leurs clients des sources les plus compétitives. Ils leur permettent également d'équilibrer à court terme leur portefeuille en achetant et vendant du gaz suivant leurs besoins, et peuvent constituer un complément aux contrats d'approvisionnement signés directement avec les producteurs pour alimenter leurs clients.

Sur la bourse Powernext, les fournisseurs peuvent acquérir des produits sur le marché spot (achats pour le jour même, le lendemain ou le week-end à venir) pour les trois PEG. En revanche, tous les produits à terme ne sont pas disponibles sur les PEG autres que le PEG Nord pour des raisons de liquidité. Sur le PEG Nord, les fournisseurs peuvent acheter des produits mensuels (M+1 à M+3), trimestriels (Q+1 à Q+3), saisonniers (S+1 à S+3) et calendaire (CAL1).

Des produits identiques ainsi que des variantes, notamment en matière de maturité, peuvent être obtenus sur le marché de gré à gré (transactions « over-the-counter » dites OTC). Les maturités de ces produits peuvent aller jusqu'à 3 ans.

Le rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et du gaz naturel peut être consulté à l'adresse <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques>

##### **Évolution des places de marché du gaz en France**

La CRE considère qu'il doit y avoir en France, à terme, une seule place de marché de gros et donc un seul prix du gaz. Une telle évolution est indispensable pour parvenir à un marché de gros du gaz efficace, au bénéfice des consommateurs de gaz. Cette évolution permettrait de supprimer les disparités géographiques existantes entre zone d'équilibrage et d'optimiser les échanges entre les acteurs en augmentant la liquidité des produits proposés et en favorisant leur diversification notamment avec des produits ayant des maturités plus longues.

Le PEG Nord bénéficie d'un niveau acceptable de liquidité et de concurrence alors que les PEG Sud et Sud Ouest (zone TIGF) restent peu liquides. De ce fait, les consommateurs du sud de la France, notamment industriels, ne bénéficient pas de conditions de marché aussi attractives qu'au PEG Nord. Cela se ressent en particulier au niveau des écarts de prix entre les différents PEG. Un fonctionnement optimal des places de marché pourrait aboutir à la disparition de ces écarts de prix et contribuer au développement d'un marché de détail efficace.

Dans sa délibération du 19 juillet 2012, la CRE rappelle que la réduction du nombre de PEG, engagée dès 2003, avec en particulier la création d'un grand PEG Nord rassemblant les zones Nord Est et

Quest et réalisée au 1<sup>er</sup> janvier 2009, a constitué un facteur majeur d'amélioration du fonctionnement du marché français du gaz.

Une première étape de la fusion des places de marché a eu lieu avec l'entrée en vigueur du nouveau tarif d'accès aux réseaux de transport (ATRT5) le 1er avril 2013 qui a permis la fusion des zones Nord H et Nord B de GRTgaz.

Par ailleurs, dans sa délibération du 19 juillet 2012, la CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de transport de travailler à la création d'un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF au 1er avril 2015, en maintenant deux zones d'équilibrage indépendantes. Un bilan du fonctionnement de ce PEG commun sera réalisé d'ici le 1er avril 2018, date indicative donnée par la CRE dans ses orientations sur l'organisation du marché français du gaz pour la création d'un PEG regroupant les zones Nord et Sud de GRTgaz. Compte tenu du niveau élevé des coûts des investissements concernés, la CRE a lancé une analyse coûts - bénéfices des investissements nécessaires à la mise en œuvre du PEG France unique à l'horizon 2018.

De son côté, GRTgaz mène actuellement la procédure de débat public concernant ces investissements. La décision finale d'investissement interviendra au 1<sup>er</sup> semestre 2014. La création d'un PEG France unique permettrait de supprimer les différentiels de prix entre le nord et le sud de la France et de converger ainsi vers un prix unique du gaz sur l'ensemble du territoire. Elle améliorerait l'efficacité du marché de gros français du gaz, en simplifiant l'accès au marché des utilisateurs des réseaux de transport, en concentrant la liquidité sur une place de marché unique et en mettant en concurrence directe les sources d'approvisionnement en gaz.

### **3.3.2. Injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel**

#### **Qu'est-ce que le biométhane ?**

Le biogaz, composé principalement de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et de méthane (CH<sub>4</sub>), est un gaz issu d'un processus naturel de dégradation de matières organiques animales ou végétales. Cette réaction se produit spontanément dans des installations telles que les Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND, anciennement appelées décharges) ou les STations d'ÉPuration des eaux usées (STEP). Elle est aussi exploitée dans des installations de méthanisations des déchets ménagers, agricoles ou agroalimentaires spécifiquement destinées à la valorisation de ce gaz. Le captage et le transport de ce gaz à effet de serre à fort pouvoir de réchauffement représente un enjeu environnemental.

Le biogaz peut être valorisé sous deux formes, toutes deux bénéficiant de tarifs d'achat fixés par arrêté. La première est la production d'électricité et de chaleur par la combustion du biogaz dans un moteur de cogénération<sup>51</sup> et la seconde est l'injection dans les réseaux de gaz naturel<sup>52</sup>.

Le biogaz, une fois épuré de composants non désirables tels que le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), l'hydrogène sulfurisé (H<sub>2</sub>S) ou l'eau, est appelé biométhane. Il possède alors des caractéristiques similaires à celles du gaz naturel et peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel afin que le consommateur final puisse en faire les mêmes usages que le gaz naturel : cuisson, chauffage, production d'eau chaude ou de vapeur pour des besoins domestiques ou industriels, carburants pour des véhicules. Le producteur dispose d'une garantie de vendre le biométhane produit à un fournisseur de gaz naturel, lequel peut bénéficier d'une garantie d'origine lui permettant éventuellement de construire des offres commerciales incluant la fourniture de gaz d'origine renouvelable aux clients finals. Au-delà du bénéfice en termes d'image, un fournisseur peut également bénéficier financièrement de l'achat de biométhane injecté puisque les textes réglementaires prévoient qu'il peut conserver 25 % de la valorisation financière de la garantie d'origine, voire 100 % dans le cas d'une utilisation du biométhane en carburant pour véhicules. Les surcoûts liés à l'achat de biométhane injecté font l'objet d'une compensation financée par une contribution payée par l'ensemble des fournisseurs de gaz naturel, acheteur de biométhane ou non, en fonction du nombre de kilowattheures facturés à des clients finals au cours de l'année considérée pour le calcul de la contribution unitaire.

Il est également possible de valoriser le biogaz sous les deux formes (électricité et biométhane injecté) au sein d'une même installation, comme c'est par exemple le cas pour l'installation de

---

<sup>51</sup> Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

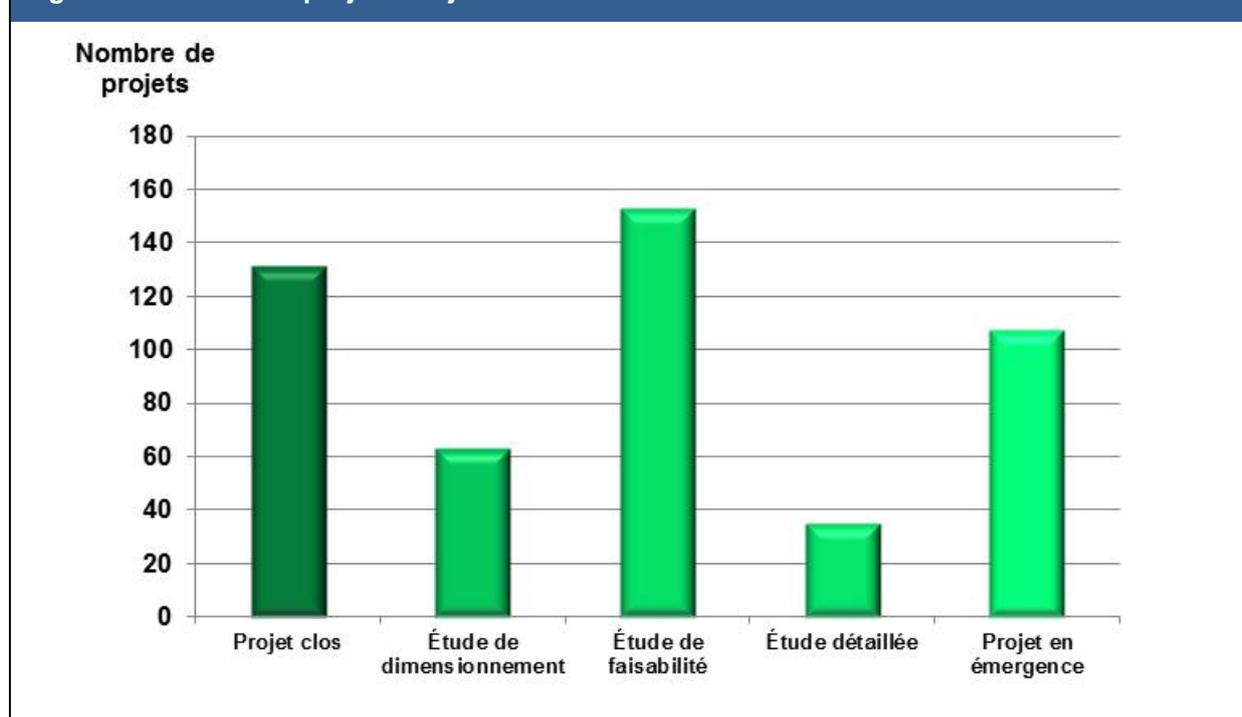
<sup>52</sup> Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Forbach, ce suite à l'arrêté pris le 27 février 2013 visant à fixer les modalités de la rémunération des producteurs choisissant d'adopter la double-valorisation du biogaz<sup>53</sup>.

### État des lieux de la filière

En juin 2013, GrDF faisait état de 364 projets d'injection sur son réseau de distribution répartis sur l'ensemble du territoire national et à différents stades d'avancement du projet.

Figure 66 : Statut des projets d'injection de biométhane sur le réseau GrDF<sup>54</sup>



Source : GrDF

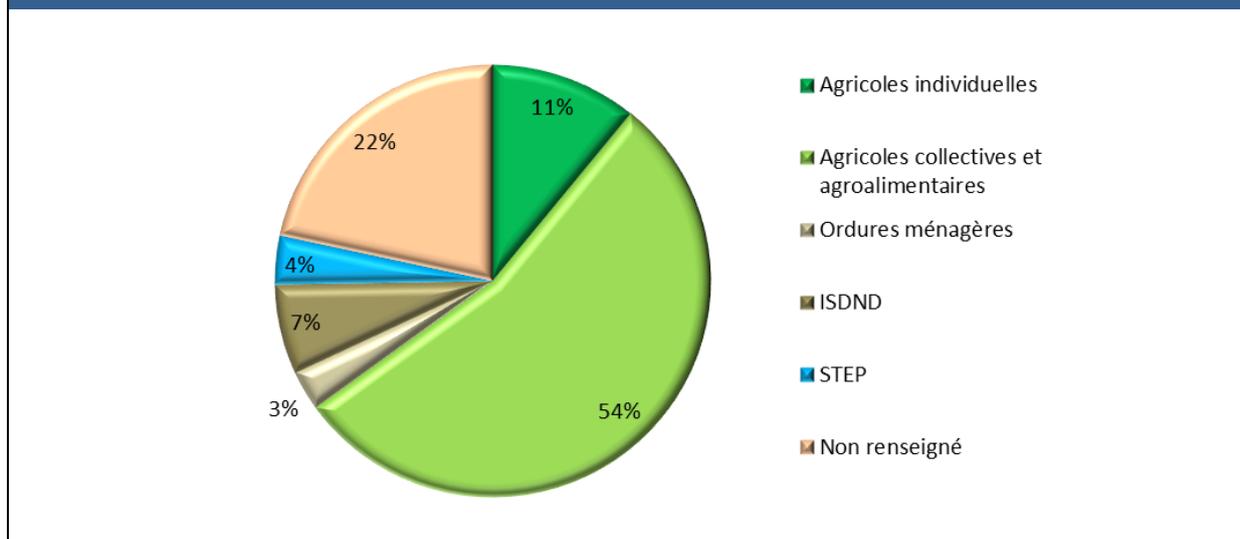
Les gestionnaires de réseau de transport sont également impliqués dans le raccordement des installations puisque TIGF et GRTgaz ont établi respectivement 38 et 115 contacts avec des producteurs. Parmi les 80 projets en cours pour GRTgaz (35 ont été abandonnés parmi les 115 contacts établis), 8 sont sous convention d'études de faisabilité et 2 sous convention d'études de raccordement. Les premières injections sur le réseau de transport de GRTgaz sont prévues pour fin 2014.

La Figure 67 présente la répartition du nombre de projets sur le réseau GrDF selon le type d'installation. Les deux tiers des projets sont des projets de méthanisation agricole, dont plus de 80 % sont des projets de méthanisation territoriale, c'est-à-dire rassemblant plusieurs agriculteurs et associant éventuellement des industries agro-alimentaires.

<sup>53</sup> Arrêté du 27 février 2013 modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

<sup>54</sup> A noter qu'un projet clos est un projet entré en production ou abandonné.

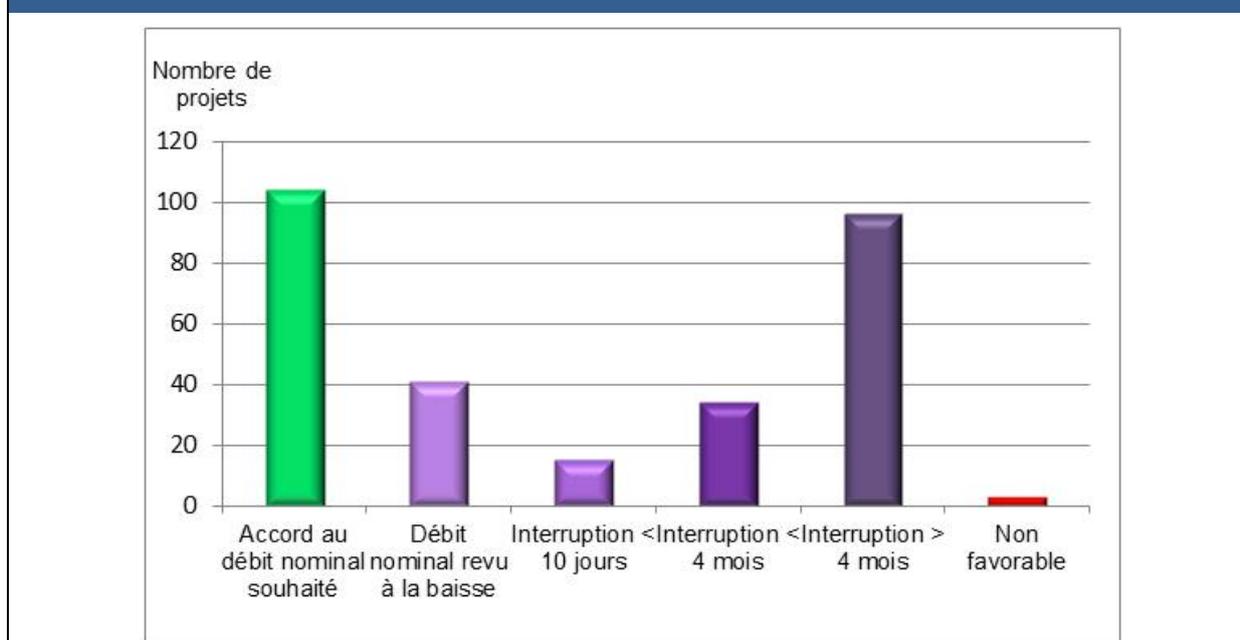
**Figure 67 : Types d'installations des projets d'injection de biométhane en projet sur le réseau GrDF**



Source : GrDF

L'injection dans les réseaux de gaz naturel peut dans certains cas être contrainte par le niveau de consommation de la zone de distribution dans laquelle l'installation prévoit d'injecter du biométhane. En juin 2013, sur les 293 études de faisabilité réalisées à cette date par GrDF, environ un tiers a fait l'objet d'un accord du gestionnaire de réseau de distribution au débit nominal souhaité par le producteur. Dans les autres cas, le producteur a été amené à revoir le dimensionnement de son installation à la baisse ou renoncer à injecter dans les périodes de basse consommation, en été. Pour trois projets, l'étude de faisabilité a conclu à un avis défavorable.

**Figure 68 : Résultats des études de faisabilité des projets d'injection de biométhane sur le réseau GrDF**



Source : GrDF

**Perspective de développement de la filière**

Deux installations bénéficiant du tarif d'achat injectent aujourd'hui dans les réseaux de gaz naturel et la mise en service d'une troisième installation est prévue pour la fin 2013.

L'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane dans les réseaux de gaz naturel est en cours de modification de manière à mettre en place un cadre tarifaire spécifique pour les stations d'épuration des eaux usées.

Les estimations réalisées dans le cadre du groupe de travail injection de la DGEC en 2009 prévoient entre 3 et 9 TWh de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel en 2020, soit 0,5 à 1,5 % de la consommation de gaz naturel en France à cette échéance. Il s'agit donc à moyen terme d'une source d'approvisionnement de complément ainsi que d'un axe de développement commercial pour les fournisseurs de gaz naturel.

Quatre fournisseurs ont prévu d'acheter du biométhane en 2014 pour un volume total de 41 GWh et un coût d'achat de près de 4 millions d'euros. Une fois déduit le coût évité prévisionnel, le surcoût d'achat par rapport à la même quantité de gaz naturel est évalué à 2,85 millions d'euros par la CRE<sup>55</sup>. La contribution unitaire 2014 permettant de financer les charges prévisionnelles liées à l'achat de biométhane en 2014, due par les fournisseurs mais payée in fine par les consommateurs, s'élève à 0,0072 €/MWh.

## 4. L'économie des tarifs réglementés de vente de gaz

### 4.1. La couverture des coûts de GDF SUEZ par les tarifs réglementés de gaz

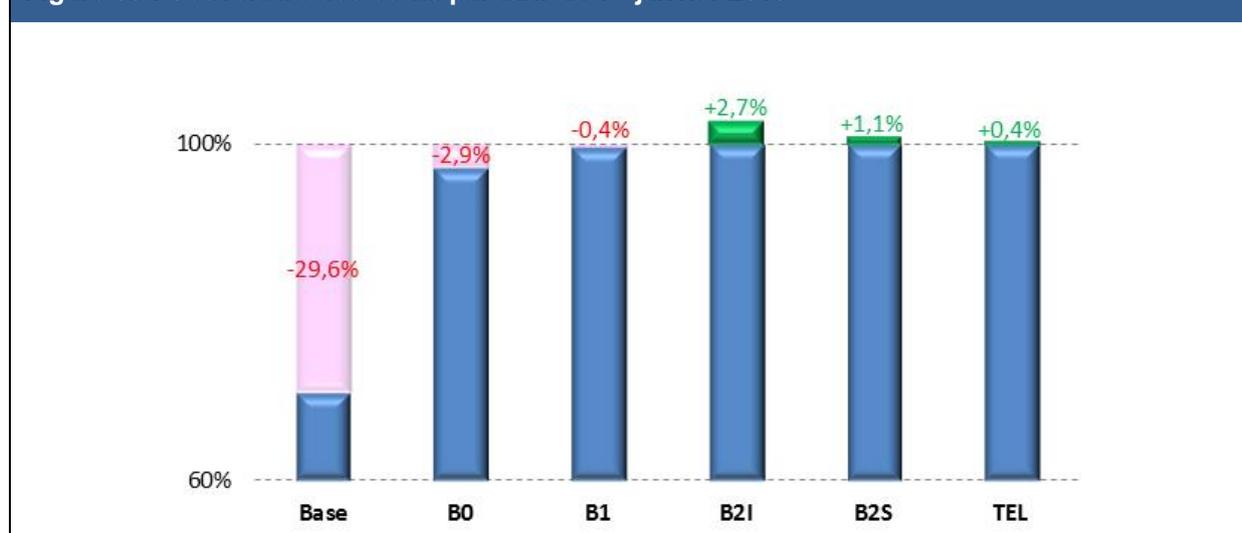
Suite au gel tarifaire intervenu au 1<sup>er</sup> avril 2012 et à deux hausses insuffisantes pour couvrir les coûts de GDF SUEZ, les barèmes des tarifs réglementés de vente de gaz de GDF SUEZ ne permettaient pas de couvrir les coûts fin 2012.

Toutefois, en se fondant sur une nouvelle formule d'estimation de ses coûts d'approvisionnement, la hausse tarifaire intervenue le 1<sup>er</sup> janvier 2013 a permis de couvrir, en moyenne, les coûts supportés par GDF SUEZ. La situation restait néanmoins très contrastée d'un tarif à l'autre, comme le montre la Figure 69 ci-dessous qui présente la couverture des coûts par les tarifs au 1<sup>er</sup> janvier 2013.

Les coûts commerciaux considérés pour cette analyse sont les coûts supportés par GDF SUEZ, intégrant une marge commerciale raisonnable, conformément à l'article 4 du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 modifié.

La Figure 69 montre également que les tarifs de faible consommation (T1 < 6MWh/an) étaient au 1<sup>er</sup> janvier 2013 structurellement déficitaires alors que les tarifs de plus forte consommation (T2 et T3) présentaient des niveaux de marge plus élevés. Cette situation faussait la concurrence sur le marché de détail car les marges réalisables sur les clients consommant peu étaient faibles voire négatives, et devaient être compensées par des marges plus élevées sur les tarifs qui s'appliquent aux moyennes et grandes consommations.

Figure 69 : Couverture des coûts par tarif au 1<sup>er</sup> janvier 2013

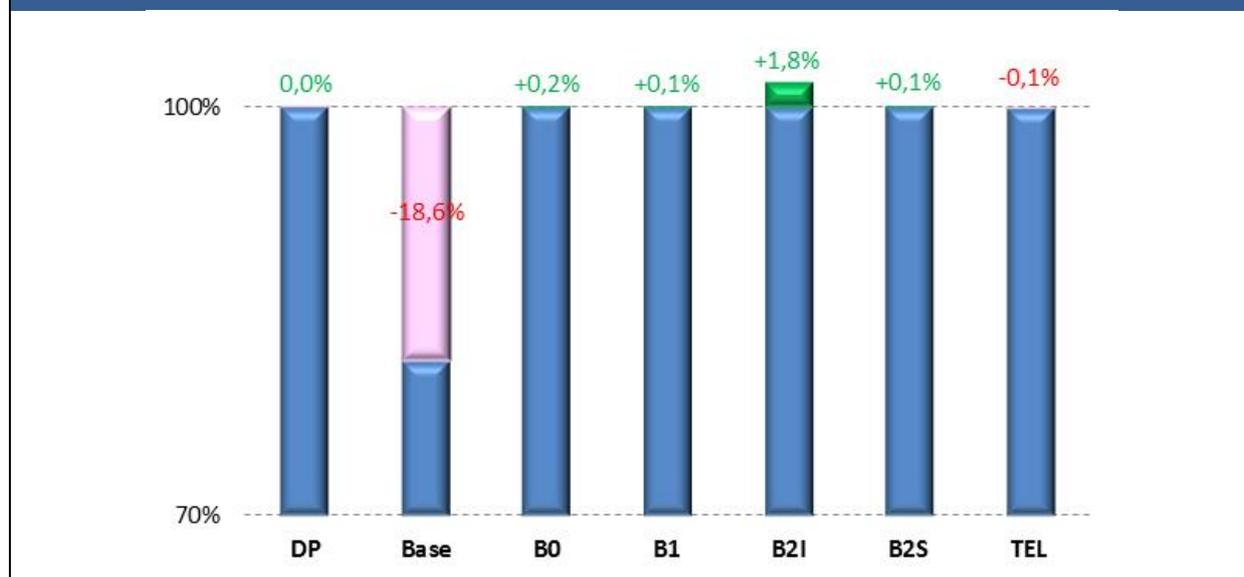


Source : GDF SUEZ - Analyse : CRE

<sup>55</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et à la contribution unitaire pour 2014.

L'arrêté du 27 juin 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution de GDF SUEZ a permis d'améliorer sensiblement la couverture des coûts des tarifs Base et B0. En effet, comme le montre la Figure 70, le déficit du tarif Base, auparavant de 29,6 %, diminue à 18,6 % et le tarif B0, déficitaire de 2,9 % au 1<sup>er</sup> janvier 2013, est couvert au 1<sup>er</sup> juillet 2013. On note que les tarifs en distribution publique (DP) demeurent, en moyenne, couverts.

Figure 70 : Couverture des coûts par tarifs au 1<sup>er</sup> juillet 2013



Source : GDF SUEZ - Analyse : CRE

Ce même arrêté a en outre permis d'entamer la convergence des tarifs des locaux à usage d'habitation et ceux des locaux hors usage d'habitation pour lesquels l'article 4 prévoit le mécanisme devant mener à un rétablissement de l'égalité des tarifs pour ces deux types de consommateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2014.

Par décision du 2 octobre 2013, le Conseil d'État a annulé les dispositions des articles 3 et 4 de l'arrêté du 22 décembre 2011 relatif aux TRV de gaz naturel fourni à partir des réseaux de distribution de GDF SUEZ.

L'article 3 de l'arrêté susmentionné procédait à une distinction tarifaire entre locaux à usage d'habitation et locaux hors usage d'habitation. Le Conseil d'Etat a rappelé que le principe d'égalité de traitement supposait un traitement identique des situations identiques et réciproquement un traitement différent des situations différentes et qu'il n'était possible de déroger à ce principe d'égalité que pour des motifs d'intérêt général, sous deux conditions : d'une part, que la différence de traitement soit en rapport avec l'objet de la norme et, d'autre part, que cette différence ne soit pas manifestement disproportionnée.

En l'espèce, le Conseil d'Etat a considéré que l'article L. 445-3 du code de l'énergie n'interdisait pas au pouvoir réglementaire d'établir des différenciations tarifaires entre catégories d'utilisateurs mais a estimé, pour conclure à la censure de l'article 3 de l'arrêté, que les utilisateurs résidentiels et non résidentiels de gaz naturel n'étaient pas placés dans des situations différentes et qu'aucun motif d'intérêt général ne justifiait un traitement différencié. Cette position a été confirmée par le Conseil d'Etat dans deux récentes décisions du 30 décembre 2013.

Antérieurement à cette décision, la CRE avait rappelé dans ses précédentes délibérations, qu'aucune différence des coûts intrinsèques de fourniture ne justifiait des barèmes différents selon l'usage des locaux<sup>56</sup>.

L'arrêté du 27 juin 2013 actuellement applicable prévoit, en application de l'article 6 du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009, une convergence progressive des tarifs des locaux à usage d'habitation et des tarifs des locaux hors usage d'habitation. Cette convergence a pour objet de

<sup>56</sup> Délibération de la CRE du 25 septembre 2012 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les tarifs réglementés de vente de gaz en distribution publique de GDF Suez, délibération de la CRE du 25 décembre 2012 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF Suez et délibération 25 juin 2013 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF Suez.

permettre la disparition à terme, en juillet 2014, de la différence de traitement entre locaux à usage d'habitation et les locaux hors usage d'habitation.

Cependant, ces dispositions, du fait même de la progressivité de la convergence, maintiennent une différenciation tarifaire entre les locaux à usage d'habitation et les locaux hors d'usage d'habitation. Cette différence de traitement durant la période transitoire, méconnaît le principe d'égalité rappelé par les motifs de la décision du Conseil d'État.

Le maintien de cette situation nuit à la transparence et au bon fonctionnement du marché<sup>57</sup>.

#### 4.2. La contestabilité des tarifs réglementés par les fournisseurs alternatifs

Est présentée ci-dessous une analyse des coûts supportés par les fournisseurs dans le cadre de la construction de leurs offres libres en gaz naturel. Ceux-ci sont comparés au niveau de coûts inhérents à la vente de gaz naturel aux tarifs réglementés de vente de GDF SUEZ<sup>58</sup> correspondant aux niveaux des coûts calés en fonction des sur- ou des sous-couvertures telles qu'elles sont présentées dans la partie précédente. En effet, en l'état actuel du marché, ce niveau de coût est un maximum pour les fournisseurs dans la construction de leurs offres libres s'ils veulent être à même de concurrencer le tarif réglementé de vente de gaz naturel de GDF SUEZ.

##### **Description de l'outil de pricing<sup>59</sup> en gaz naturel**

Pour réaliser cette analyse, un outil de *pricing* a été développé afin d'estimer les coûts (approvisionnement et infrastructure) que supporte un fournisseur pour la fourniture d'un client ou d'un portefeuille de clients donné sur une année.

Cet outil reprend les caractéristiques réelles du réseau de gaz naturel français en considérant l'ensemble des points d'entrée et de sortie, les différents stockages disponibles, les points d'interfaces des réseaux de transport principal, de transport régional et de distribution ainsi que la présence des zones d'équilibrage et les interconnexions.

Le coût d'approvisionnement est calculé par empilement :

- Du coût d'un ruban, modulable dans une certaine plage, correspondant à une quantité de gaz arrivant quotidiennement et tout au long de l'année par les différents points d'entrée sur le réseau de gaz français<sup>60</sup>,
- Du coût de l'équilibrage journalier qui se fait soit par l'injection ou le soutirage de gaz dans les stockages, soit par l'achat ou la revente de gaz sur le marché spot.

Le niveau du ruban est modulé (au sein de la plage de variation) en fonction du niveau de remplissage des stockages et du niveau de consommation. Cette méthode correspond à ce qui est régulièrement utilisé dans les contrats de long-terme<sup>61</sup>.

Par ailleurs, le coût des infrastructures est calculé en fonction de la gestion des flux de gaz et donc du niveau du ruban, ainsi que de l'équilibrage journalier effectué dans les stockages ou sur le marché.

La période considérée dans l'analyse ci-dessous commence le 1<sup>er</sup> avril 2012 et se termine le 31 mars 2013. Les tarifications suivantes s'appliquant aux différentes infrastructures ont été utilisées :

- Tarifications appliquées sur le réseau de distribution : ATRD3<sup>62</sup> et ATRD4<sup>63</sup> (à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2012)

<sup>57</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/verification/tarifs-reglementes-de-vente3>  
[http://www.cre.fr/documents/deliberations/\(theme\)/tarif+r%C3%A9glement%C3%A9+de+vente](http://www.cre.fr/documents/deliberations/(theme)/tarif+r%C3%A9glement%C3%A9+de+vente)  
[http://www.cre.fr/documents/deliberations/\(theme\)/tarif+r%C3%A9glement%C3%A9+de+vente](http://www.cre.fr/documents/deliberations/(theme)/tarif+r%C3%A9glement%C3%A9+de+vente)

<sup>58</sup> Et non aux coûts réellement supportés par GDF Suez pour chacune des options du tarif réglementé

<sup>59</sup> cf. glossaire pour définition

<sup>60</sup> Les différentes entrées utilisées par l'outil de *pricing* sont choisies suivant le type de portefeuille considéré et le type d'approvisionnement du fournisseur étudié.

<sup>61</sup> Les contrats de long-terme sont des contrats par le biais desquels le gaz est importé de pays tels que la Russie, l'Algérie ou la Norvège. Ces contrats s'exécutent en général sur des durées longues (par exemple 20 ou 30 ans). En effet, ils permettent à l'acheteur de sécuriser ses approvisionnements et au producteur d'avoir des acquéreurs absolus sur une longue période, facilitant ainsi l'investissement dans des activités d'exploration, de production et de transport amortissables sur des périodes longues.

<sup>62</sup> Entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2008 pour une durée de 4 ans après application de l'arrêté du 2 juin 2008 approuvant la proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2008

- Tarifications appliquées sur le réseau de transport : ATRT4<sup>64</sup>
- Tarifications appliquées à l'utilisation des stockages : grilles tarifaires publiées par les deux opérateurs de stockage français Storengy et TIGF (pour la zone d'équilibrage du Sud-Ouest).

### **Analyse et hypothèses**

L'analyse a consisté à comparer le niveau de coûts inhérents à la vente au tarif réglementé de vente par GDF SUEZ pour un client donné au niveau de coûts que supporterait un fournisseur pour approvisionner ce même client en offre libre.

Des hypothèses spécifiques reflétant la conjoncture actuelle ont été prises concernant l'utilisation des différentes infrastructures et en particulier sur l'utilisation des stockages.

La comparaison entre les coûts calculés et les coûts de GDF SUEZ est menée hors toutes taxes, i.e. les taxes CTA, TICGN, taxes locales et TVA ne sont pas incluses dans les coûts. Les différents coûts calculés et comparés dans cette analyse sont les coûts d'approvisionnement, les coûts d'infrastructure (relatifs à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution ainsi que l'utilisation des stockages) et les coûts de commercialisation. Faute de données disponibles, les coûts commerciaux du fournisseur pour la construction de son offre libre sont pris égaux à ceux de GDF SUEZ<sup>65</sup>.

Par ailleurs, la marge commerciale retenue par GDF SUEZ dans les tarifs réglementés de vente a été conservée. A l'inverse, concernant les coûts calculés par l'outil de *pricing*, aucune marge commerciale n'a été retenue. Les coûts estimés pour la construction de l'offre libre correspondent donc, pour le type de client et pour la méthode d'approvisionnement considérée, aux coûts maximaux en deçà desquels le fournisseur peut commencer à réaliser une marge.

Enfin, les coûts d'approvisionnement sont calculés uniquement via des produits de marché à terme et spot (le fournisseur ne possède en particulier pas de contrat long terme dans les hypothèses retenues).

Le ruban est approvisionné sur le marché à terme via des produits de différentes maturités. La CRE a retenu un certain nombre de configurations d'approvisionnement, par essence non exhaustives, qui permettent d'appréhender la sensibilité des coûts d'approvisionnement vis-à-vis de modulations sur la proportion des différents produits achetés sur le marché. Cette sensibilité est représentée ci-dessous par des écarts à la moyenne. Ces écarts sont de l'ordre du pourcent. Comme indiqué précédemment, les produits spot ne sont quant à eux utilisés que pour l'équilibrage, en combinaison avec l'utilisation des stockages.

Le présent exercice est théorique et ne correspond pas aux schémas d'approvisionnement réellement utilisés par les différents fournisseurs. En effet, la grande majorité des fournisseurs se fournit pour une part significative de leurs approvisionnements via des contrats long-terme ou de gré à gré et utilise le marché organisé uniquement pour compléter et équilibrer l'approvisionnement de leur portefeuille, ce notamment dans une optique de sécurisation et de stabilisation du prix de leur approvisionnement. Les prix de marché étant aujourd'hui relativement bas, le niveau de prix des contrats long terme semble rester – du moins sur la période considérée – sensiblement supérieur à ceux des prix de marché. Dans l'hypothèse de prix de marché plus bas que les contrats long terme, l'analyse constitue une approche minimisante des coûts d'approvisionnement du fournisseur.

Cette analyse se focalise sur les quatre clients type suivants :

- Un client résidentiel en option Base (type Cuisson)
- Un client résidentiel en option B1 (type Chauffage)
- Un client professionnel en option B2I (type Petite chaufferie)
- Un client professionnel en option B2S (type Moyenne chaufferie)

Ces clients sont tous situés à Paris.

---

<sup>63</sup> Entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2012 (conçu pour s'appliquer sur une durée de quatre ans) en application de la décision tarifaire de la CRE du 28 février 2012, intervenue après consultation du Conseil Supérieur de l'Energie (CSE) dont l'avis a été rendu le 21 février 2012

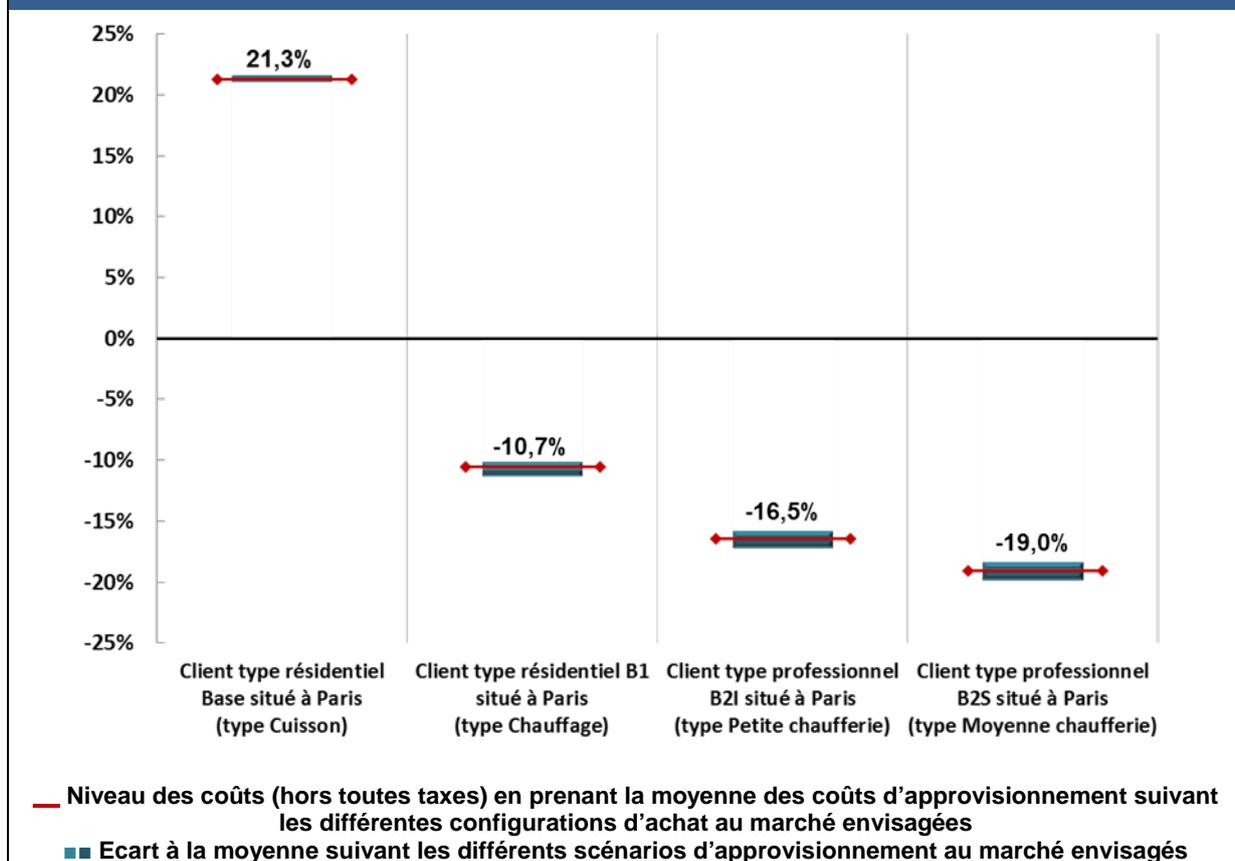
<sup>64</sup> En application de la délibération de la CRE du 13 décembre 2012

<sup>65</sup> Ils correspondent cette fois-ci aux coûts commerciaux réels de GDF Suez et non aux coûts commerciaux recalés sur le niveau sur- ou sous- couvert du tarif réglementé de vente de GDF Suez.

## Résultats

Les résultats de l'analyse sont présentés à la Figure 71 ci-dessous.

**Figure 71 : Niveau des coûts (matière et hors matière), estimés suivant différentes stratégies d'approvisionnement, supportés par un fournisseur alternatif alimentant différents clients type (situés à Paris) par rapport aux tarifs réglementé de vente de GDF SUEZ en vigueur (hors toutes taxes) du 1<sup>er</sup> avril 2012 au 31 mars 2013**



Source : GDF, Analyse : CRE

*Exemple de lecture : Dans le cadre des hypothèses énoncées ci-dessus, les coûts calculés pour le fournisseur livrant le client type résidentiel Base sont supérieurs de 21,3 % à ceux de GDF SUEZ.*

Les coûts supportés par un fournisseur pour la fourniture d'un client type « Base » sont très supérieurs à ceux inclus dans le tarif réglementé de vente de GDF SUEZ pour la fourniture de ce même client. Le tarif réglementé de vente de GDF SUEZ pour le client type « Base » n'est donc pas contestable par un fournisseur alternatif sur la période considérée (avril 2012-mars 2013), avec les hypothèses retenues. En revanche, les coûts supportés par un fournisseur pour la fourniture de clients types résidentiel B1, professionnel B2I et professionnel B2S sont significativement inférieurs à ceux inclus dans les tarifs réglementés de vente de GDF SUEZ pour la fourniture de ces mêmes clients. Les tarifs pour ces clients types sont donc contestables par un fournisseur alternatif sur la période considérée (avril 2012-mars 2013) avec les hypothèses retenues.

Les résultats obtenus pour le tarif « Base », en comparaison des autres options, s'explique essentiellement par la sous-couverture du tarif Base et la sur-couverture des tarifs B1, B2I et B2S (cf. partie précédente sur la couverture des coûts des TRV). Pour les tarifs B2I et B2S professionnels, s'ajoute à cet effet la distinction des tarifs résidentiels et professionnels sur la période considérée qui a entraîné une sur-couverture des coûts encore plus importante pour les clients professionnels.

## SECTION 3 – Les offres et les prix

La présente section propose, plus en aval de la chaîne de valeur de l'énergie, un tour d'horizon des caractéristiques des offres proposées par les fournisseurs aux consommateurs. Après avoir examiné les leviers d'optimisation en amont pour les fournisseurs, notamment en matière de fourniture, c'est ici sur le consommateur, placé au cœur de la concurrence entre les fournisseurs, que l'analyse se concentre.

Pour les consommateurs résidentiels, la présente section reprend une analyse des prix sur les marchés de détail, une présentation de certaines offres découlant d'une démarche innovante, telle que celle résultant de l'appel d'offres de l'association UFC Que Choisir pour le gaz, ou spécifique, comme les tarifs sociaux, et enfin une étude des politiques commerciales des fournisseurs et des prestations des gestionnaires de réseau de distribution.

Pour les consommateurs professionnels, la présente section examine les déterminants de la facture : les différentes composantes du prix de l'électricité, les exonérations de CSPE pour les électro-intensifs, l'apparition de stratégies d'achat innovantes chez certains gros consommateurs de gaz, les contrats de long terme EDF et la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz.

Dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel de janvier 2013, la CRE avait estimé l'évolution future du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces études avaient pour but d'apporter de la transparence sur l'évolution des coûts et des tarifs de l'électricité à moyen terme.

Pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels (bénéficiaires des tarifs « bleus »), le tarif était construit, dans les études prospectives à horizon 2017, de façon à respecter la contrainte d'empilement des coûts prévue par le code de l'énergie<sup>66</sup>. Pour les consommateurs professionnels de plus grande taille (aujourd'hui bénéficiaires des tarifs jaunes et verts), la fin des tarifs réglementés étant prévue pour le 31 décembre 2015<sup>67</sup>, l'estimation portait sur l'évolution du niveau d'une fourniture reflétant le modèle d'empilement des coûts, évalué pour ce type de clients (en pratique, les offres des fournisseurs ne respecteront pas nécessairement cette architecture).

Dans un souci de transparence, la CRE s'était efforcée de détailler, autant que faire se pouvait, les hypothèses sous-jacentes à ces calculs. Parmi celles-ci, certaines reposaient sur des chroniques d'évolution future difficiles à anticiper, comme par exemple le niveau des prix de marché de gros de l'électricité. En conséquence, la CRE avait utilisé des hypothèses normatives, à défaut de pouvoir se fonder sur des scénarios partagés par les acteurs du secteur.

La CRE n'estime pas pertinent de renouveler cet exercice dès cette année. Le recours à des hypothèses normatives, notamment en ce qui concerne les prix de marché futurs et l'évolution du prix de l'ARENH, éléments structurants du calcul de la part énergie des clients, pose question dans le contexte actuel, qui présente de nombreuses incertitudes, en particulier liées aux éventuelles dispositions de la future loi de programmation sur la transition énergétique.

### **Prix de l'ARENH**

Le décret en Conseil d'Etat encadrant la définition du niveau du prix de l'ARENH n'étant pas encore publié<sup>68</sup>, la CRE a toujours considéré une hypothèse normative d'évolution du prix de l'ARENH à l'inflation.

Le période actuelle constitue une charnière dans le dispositif ARENH, la CRE se voyant confier le pouvoir de proposition du prix à partir du mois de décembre 2013 et le décret précité étant actuellement en cours d'élaboration par l'administration.

Dans ce contexte, la CRE n'a pas jugé pertinent d'utiliser des hypothèses normatives alors que la visibilité sur le prix de l'ARENH sera accrue dans les mois à venir.

---

<sup>66</sup> Article L 337-6

<sup>67</sup> Article L 337-9

<sup>68</sup> Le code de l'énergie prévoit, en son article L 337-337-5, qu'un décret en conseil d'Etat précise la méthodologie et les coûts que la CRE doit utiliser pour proposer le prix de l'ARENH au ministre.

De plus, la CRE a mené, au premier semestre de l'année 2013, et pour la première fois, une analyse des coûts de production d'EDF. Celle-ci a permis de constater une hausse des coûts associés au parc nucléaire dans les années à venir supérieure à l'inflation, élément supplémentaire remettant en question l'hypothèse normative de croissance des prix de l'ARENH à l'inflation. Afin de valider ces hausses déclarées par EDF, notamment dans le cadre de sa future proposition du prix de l'ARENH, la CRE mènera un audit approfondi des coûts de fonctionnement du parc nucléaire déclarés par EDF.

La visibilité que le décret fixant la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH apportera, ainsi que les audits des coûts afférents au parc nucléaire que la CRE mènera dans les mois qui viennent, permettront de mener l'exercice d'analyse prospective à cinq ans sur des fondements plus robustes.

La loi de programmation en matière d'énergie, attendue en 2014, pourrait également apporter des informations structurantes pour la vision à moyen terme des trajectoires de prix.

### ***Prix de marché***

L'hypothèse d'évolution des prix de marché est le deuxième paramètre structurant des calculs prospectifs de la part énergie. Cette évolution est par nature difficile à anticiper, comme en atteste la forte volatilité observée par le passé.

Le marché de l'électricité est en théorie économique le reflet de fondamentaux bien connus (un prix à terme lié à l'espérance des prix spot futurs, un prix spot fixé par le moyen marginal en fonctionnement à chaque instant, etc.), mais un certain nombre d'éléments exogènes conjoncturels (chute des prix du charbon) ou propres au design des marchés (développement d'énergies renouvelables bénéficiant d'une priorité d'injection sur le réseau, marché du CO<sub>2</sub>, dispositif ARENH) rendent complexe une estimation de son prix à des horizons lointains.

A titre d'exemple, le prix de marché à terme en base (calendaire Y+1) est baissier depuis le milieu de l'année 2011 et les marchés ont pu observer, depuis le milieu de l'année 2013, une stabilisation autour de 42 €/MWh alors que le prix du marché allemand continue sa chute. La CRE mène actuellement une analyse approfondie sur les comportements des acteurs de marché qui pourraient expliquer ce phénomène.

Cette analyse pourrait conduire à constater qu'un lien existe entre les prix de marché calendaire base et celui de l'ARENH, produits structurellement proches, ce qui aurait alors un impact sur les hypothèses de projection à moyen terme à retenir. Par ailleurs, la possibilité même d'observer des prix de marché inférieurs au niveau de l'ARENH remet en question la stratégie d'optimisation de l'approvisionnement des fournisseurs d'électricité que l'outil (cf. section 2 paragraphe 2.2.3) développé par la CRE cherche à modéliser.

### ***Comparaison des offres***

Le comparateur d'offres est un outil publié sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) développé en collaboration avec le médiateur de l'énergie permettant de réaliser des comparaisons entre les offres proposées par les différents fournisseurs en fonction de la consommation et de la localité du consommateur. Le comparateur effectue des comparaisons entre offres sur le marché du gaz ou sur le marché de l'électricité mais également entre offres bi-énergie. De même, le comparateur d'offres vise à la fois les clients résidentiels mais aussi les petits clients professionnels.

Les factures présentées sont estimées à date et ne prennent pas en compte la saisonnalité des profils de consommation ainsi que les possibles évolutions à venir sur les grilles tarifaires ou sur les taxes et contributions diverses.

Même si la grande majorité des offres sur le marché sont présentées sur le comparateur d'offres, les fournisseurs n'ont pas d'obligation de publication. Les informations affichées sont donc déclaratives et n'ont pas vocation à être totalement exhaustives.

La CRE publie chaque trimestre dans ses observatoires des marchés un récapitulatif des offres proposées sur le marché. Dans cette section, des analyses reprenant les résultats des années 2011 et 2012 ont été réalisées.

## 1. Les offres pour les consommateurs résidentiels

### 1.1. Analyse des prix sur le marché de détail de l'électricité

La sous-section ci-dessous porte sur l'étude des différentes composantes de prix du tarif réglementé de vente d'électricité et la comparaison des différentes offres d'électricité.

#### 1.1.1. Etude des différentes composantes de prix du tarif réglementé de vente

La facture moyenne des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV) se divise en quatre composantes principales que sont (i) le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE), (ii) la part énergie, (iii) la part commercialisation et (iv) les taxes et contributions. Le TURPE représente le coût de transport et de distribution de l'électricité depuis les sites de production jusqu'au client, la part énergie représente les coûts nécessaires à la production de l'électricité, la part commercialisation reflète les coûts commerciaux (gestion clientèle, marketing, etc.).

La **facture hors taxes** du client est calculée à partir des barèmes des tarifs réglementés de vente. Un tarif se compose d'un terme fixe annuel variant selon la puissance souscrite et de termes variables, appliqués à la consommation du client.

Le **TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité)** applicable à un client est évalué par application de son barème. Plusieurs versions de TURPE étant généralement applicables à un même client, le TURPE le plus faible est retenu.

Les **coûts commerciaux** sont évalués pour chaque catégorie de clientèle à partir de ceux d'EDF.

La **part énergie** correspond à la facture hors taxes, nette du TURPE et des coûts de commercialisation. On peut la subdiviser en trois sous-éléments :

- Le coût comptable de production de l'électricité nucléaire, reflété par les données comptables d'EDF ;
- Le coût évité à EDF par l'obligation d'achat des énergies renouvelables. Ce coût évité est calculé en valorisant les volumes d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables sous obligation d'achat au prix du marché de gros.
- Le coût des autres moyens de production d'électricité (hydraulique, thermique, ainsi que les achats sur les marchés<sup>69</sup> et contrats d'achats long terme).

Afin de subdiviser la part énergie entre ces trois composantes, la CRE retient une méthode d'affectation des coûts relatifs à ces sources d'approvisionnement reposant, pour la part nucléaire, sur le niveau des droits ARENH pour chacun des clients.<sup>70</sup>

Les **taxes et contributions** sont au nombre de six :

- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), qui est assise sur la part fixe du TURPE, permet d'assurer le financement des droits de retraite antérieurs au 1<sup>er</sup> janvier 2005 des agents des activités régulées de distribution et transport d'électricité et de gaz naturel.
- Les trois taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE), qui sont assises sur la consommation d'électricité. Le niveau retenu pour ces taxes est le niveau maximal fixé par la loi.
- La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), qui permet de financer les charges de service public de l'électricité, à savoir : les surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération (écart entre le tarif d'achat et le prix de marché de gros de l'électricité), la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI) , les dispositions sociales, en particulier le tarif de première nécessité, et le budget du médiateur national de

---

<sup>69</sup> Le coût évité par les achats de l'électricité produite par cogénération est inclus dans ce sous-élément. La méthode de calcul des coûts évités est présentée en détail dans la délibération de la CRE du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013.

<sup>70</sup> La méthode d'affectation des coûts a évolué en comparaison du précédent rapport sur le fonctionnement des marchés de détail, de janvier 2013, ce qui explique en partie les différences observées entre ces deux publications.

l'énergie. La CSPE est payée par l'ensemble des consommateurs finals, avec des exonérations et plafonnements pour les gros consommateurs industriels.

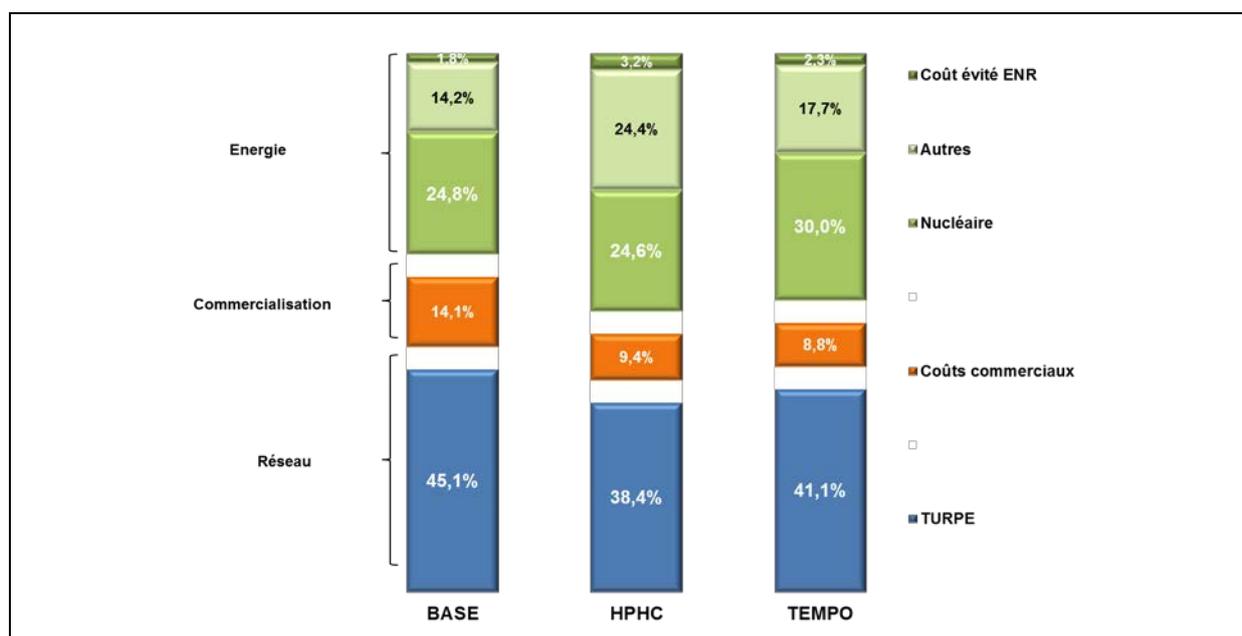
- La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) est assise sur l'ensemble des éléments de la facture, taxes et contributions incluses. Le taux réduit de 5,5 % s'applique à la part fixe du tarif réglementé de vente hors taxes ainsi qu'à la CTA. Le taux plein de 19,6 % s'applique à tous les autres éléments.

Dans le détail des couleurs et options tarifaires, chaque tarif ne couvre pas nécessairement ses coûts. En conséquence, la répartition des composantes de coûts de la facture aux tarifs réglementés présentée à la Figure 72 pour les clients bleus résidentiels est établie à partir d'un niveau de tarif théorique qui couvrirait exactement les coûts d'EDF, estimés sur l'année 2013 conformément aux principes énoncés ci-dessus. Les coûts de production et commerciaux présentés dans le graphique sont ceux qui ont été utilisés par la CRE pour rendre son avis du 25 juillet 2013 sur les tarifs réglementés de vente d'électricité.

Les coûts commerciaux sont ceux retenus dans le paragraphe 2.1 de la section 2 sur la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente. Il en est de même pour la grille tarifaire du tarif d'acheminement, qui est celle en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013.

Concernant la part énergie, la part nucléaire est relativement faible dû à un prix au MWh en baisse<sup>71</sup>. La baisse des prix sur les marchés de gros de l'électricité entraîne quant à elle une diminution des coûts évités pour les ENR (et donc une augmentation de la contribution unitaire de la CSPE). A l'inverse, les coûts affectés aux autres moyens de production et de *sourcing* d'EDF connaissent une augmentation sensible.

**Figure 72 : Composantes théoriques d'une facture HT aux tarifs réglementés pour les clients au tarif bleu résidentiel au 1<sup>er</sup> août 2013**



Source : EDF : Analyse : CRE

La Figure 73, établie sur la base des hypothèses de la figure précédente, compare les composantes des factures réelle et théorique d'un client moyen au tarif bleu résidentiel en €/MWh. Cette décomposition identifie le niveau de sous-couverture de ce tarif par rapport aux coûts à couvrir, tels qu'ils sont estimés par la CRE. Elle intègre l'ensemble des taxes, dont la CSPE théorique pour 2013 (18,8 €/MWh).

<sup>71</sup> Cela est dû à des coûts du nucléaire relativement stables sur l'année 2013 par rapport à 2012 et en parallèle à une production plus importante grâce à une amélioration de la disponibilité des centrales.

Elle fait également apparaître la part de la facture correspondant au coût des énergies renouvelables faisant l'objet d'une obligation d'achat, qui correspond à la somme du coût évité par les ENR et de la part de la CSPE liée à ces énergies. Cette dernière est évaluée à partir des charges prévisionnelles liées aux énergies renouvelables au titre de 2013<sup>72</sup>.

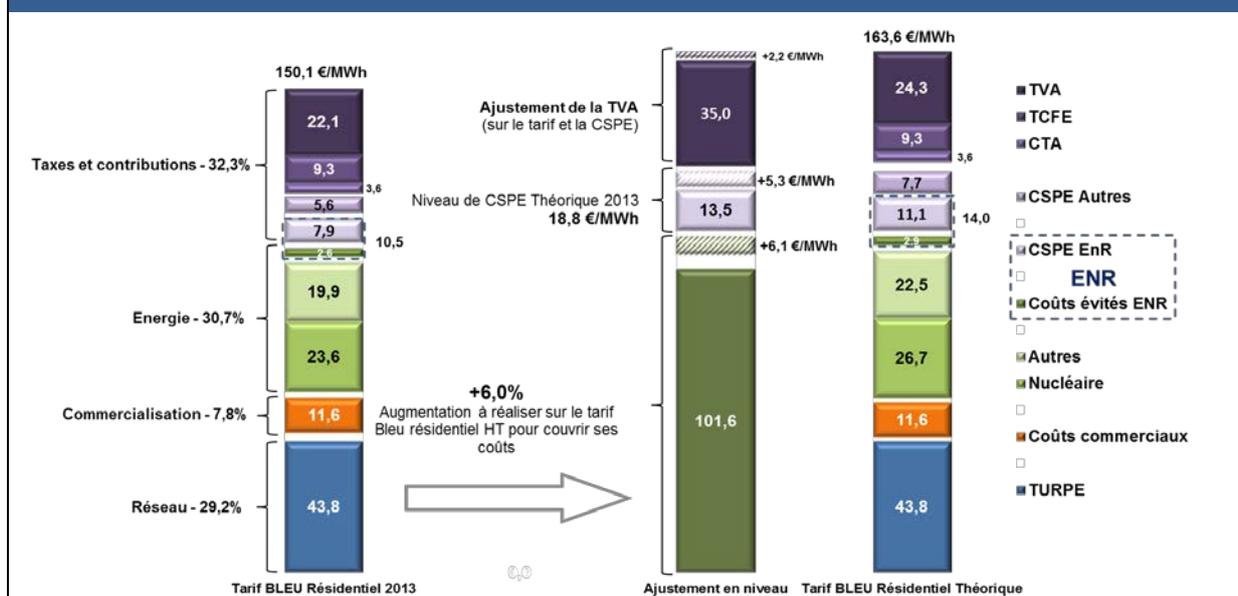
La composante nucléaire qui apparaît dans la part énergie est calculée à partir des coûts comptables d'EDF. Elle ne saurait être directement reliée au prix de l'ARENH, dont la méthode de calcul utilisée par la CRE pour rendre son avis du 5 mai 2011 tient compte, notamment, d'une provision liée aux investissements de sûreté rendus nécessaires à la suite des conséquences de l'accident de Fukushima.

Enfin, la part énergie est elle aussi soumise à des taxes incorporées aux coûts, inhérentes aux différentes activités d'EDF, présentées ci-après :

- Cotisation Foncière des Entreprises (CFE y compris frais de CCI) ;
- Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE dont dégrèvement) ;
- Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) ;
- Taxe foncière ;
- Taxes spécifiques à l'industrie électrique (Installation Nucléaire de Base) ;
- Taxe sur les rémunérations ;
- Taxes hydrauliques (Voie Navigable de France et Agences de l'eau) ;
- Taxe organique.

Ces taxes représentent pour un client bleu résidentiel environ 10 % de la part production HT, soit un peu moins de 3 % de la facture finale TTC. Elles ne sont pas représentées sur la Figure 73.

**Figure 73 : Composantes des factures TTC en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013 et théorique (couvrant les coûts) pour les tarifs bleus résidentiels**



Source : EDF – Analyse : CRE

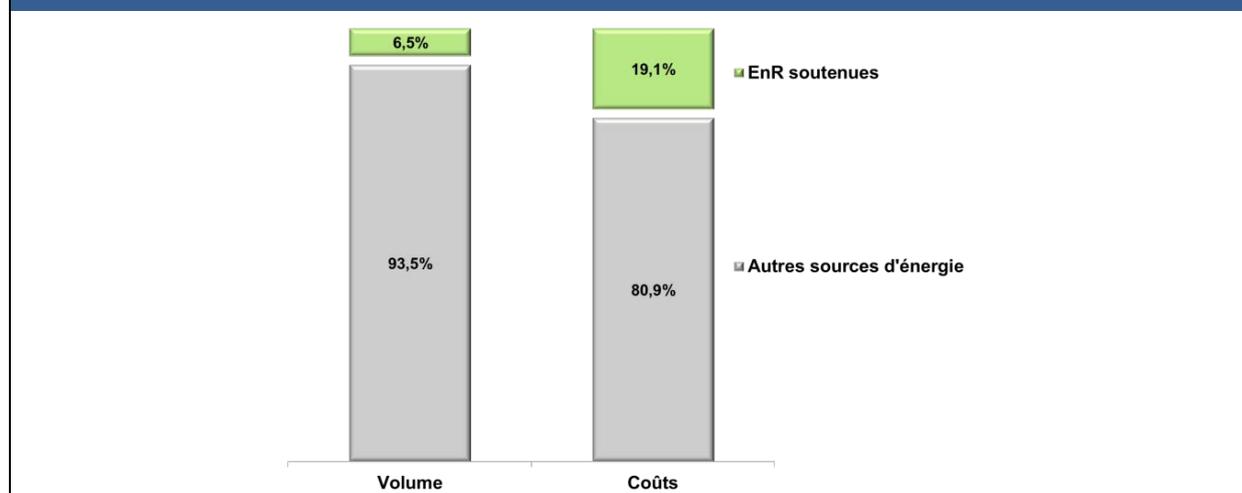
Dans la figure ci-dessus, les factures (en €) relatives à chaque type de production (nucléaire, coûts évités ENR et autres) sont rapportées à la consommation totale du client (et non uniquement aux volumes de consommation inhérents au type de production considéré). Les prix affichés (en €/MWh) ne correspondent donc pas à un « prix d'achat de l'énergie » mais au montant dans la facture du client que représente le type de production considéré et ce dans le cadre des hypothèses exposées ci-dessus.

### Poids des énergies renouvelables soutenues

<sup>72</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe-et-contribution-unitaire-2013>

En 2013, le coût constaté des énergies renouvelables bénéficiant de l'obligation d'achat, rapporté à la part énergie totale<sup>73</sup> de la facture pour les clients bleus résidentiels, atteint 19,1 %, alors que le rapport entre le volume de ces énergies et le volume de consommation en France s'élevait à 6,5 %.

**Figure 74 : Poids des énergies renouvelables soutenues dans la part énergie de la facture au tarif bleu résidentiel comparé à leur poids dans le volume de consommation France en 2013**



Source : EDF - Analyse : CRE

### 1.1.2. Comparaison des offres en électricité sur l'année 2012

Deux offres existent sur le marché :

- les tarifs réglementés de vente ;
- les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe<sup>74</sup> indépendant des tarifs réglementés de vente.

Le consommateur résidentiel peut à tout moment résilier son contrat et changer d'offre et/ou de fournisseur que ce soit pour une offre au tarif réglementé ou une offre de marché, aussi bien à prix indexé qu'à prix fixe (le prix fixe de l'offre n'induit aucun engagement de la part du client).

Les analyses qui vont suivre se focalisent sur deux types de client situés à Paris<sup>7576</sup> :

- Client 1 : option Base avec puissance souscrite de 6 kVA et une consommation de 2 400 kWh/an ;
- Client 2 : option Heures Pleines/Heures Creuses avec une puissance souscrite de 9 kVA et une consommation de 8 500 kWh/an (répartie en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses).

L'ensemble des factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle. Les données utilisées ici sont issues du comparateur d'offres [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) et correspondent à l'état des offres proposées à chaque fin de trimestre. En d'autres termes, les factures affichées pour le trimestre 1 correspondent aux offres proposées sur le marché au 31 mars et par suite pour les trimestres 2, 3 et 4 respectivement au 30 juin, 30 septembre et 31 décembre.

Elles sont calculées à partir des grilles tarifaires et des contributions diverses (CTA, TVA...) à date et ne peuvent de fait tenir compte *a priori* des évolutions de prix à venir. La valeur de la facture annuelle

<sup>73</sup> La part énergie totale correspond à la somme de la part production implicite (calculée en retranchant au niveau de la facture du tarif HT, le coût d'acheminement sur le réseau et les coûts commerciaux) et de la part de la CSPE finançant les énergies renouvelables ainsi que d'autres moyens de production, comme la cogénération.

<sup>74</sup> Dont le prix est fixé pour une durée d'au moins un an ici

<sup>75</sup> Les taxes locales dépendent du lieu d'habitation.

<sup>76</sup> L'usage qui est fait de la consommation d'électricité de ces clients n'est pas clairement identifiable. Par exemple, il y a des clients utilisant le chauffage électrique à la fois en option base et en option Heures Pleines/Heures Creuses.

est donc estimée et ne correspond pas à la facture réelle payée *in fine* par le client mais donne une indication sur le niveau des offres proposées.

Par ailleurs, la comparaison se borne ici à une étude du prix des offres. Elle ne prend pas en compte les éventuels services annexes proposés. Ces services peuvent englober les canaux d'accès proposés par le fournisseur (téléphone, e-mail, courrier), les horaires et le coût du service clientèle, le type de facturation (par courrier ou par e-mail), les moyens de paiement proposés, la périodicité des paiements, les relevés, etc.

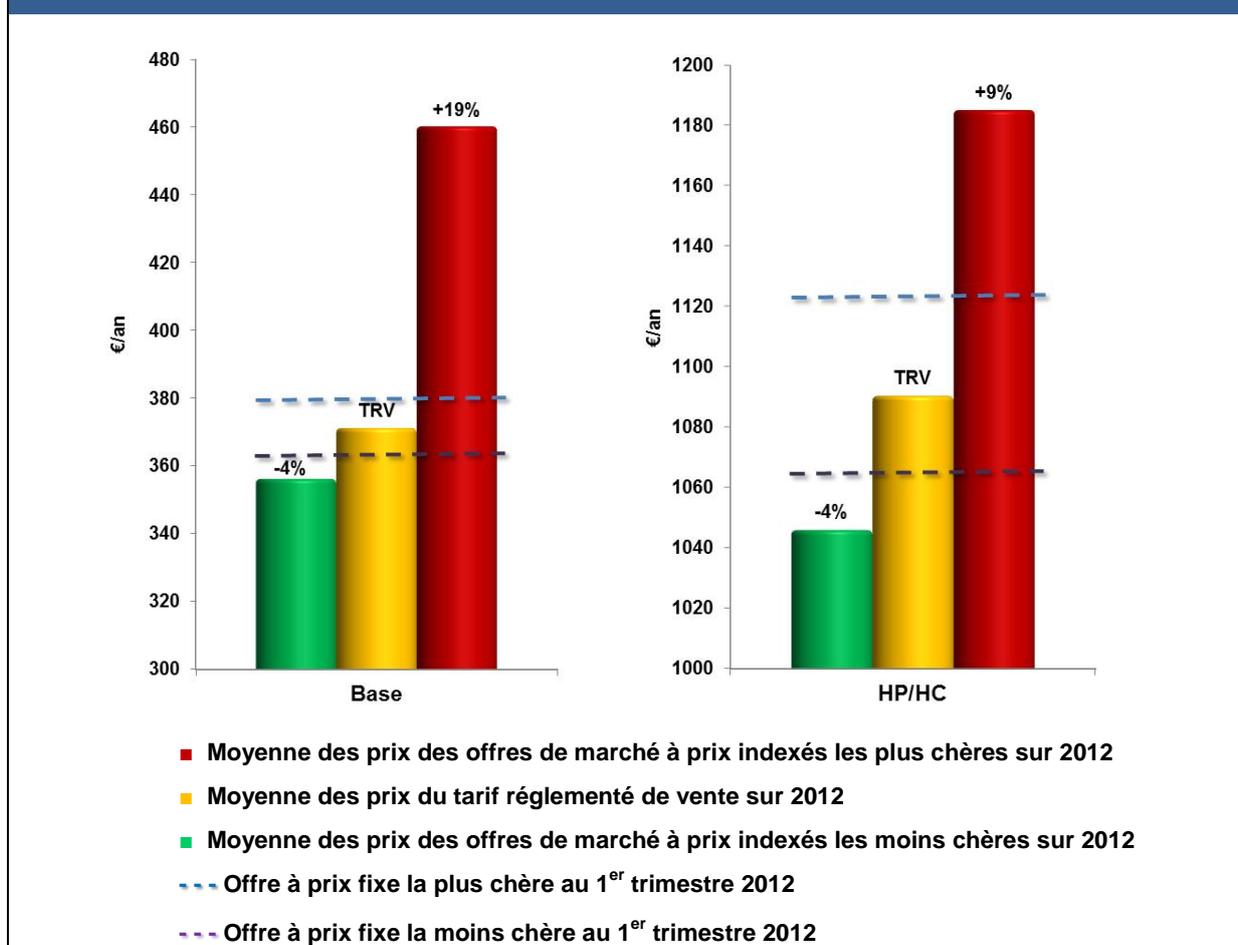
Le périmètre des offres présentées n'est pas constant d'un trimestre à l'autre. Il peut être amené à évoluer à cause :

- de l'arrivée de nouveaux fournisseurs
- de la publication de nouvelles offres

Les offres présentées sur le comparateur d'offres d'énergie-info.fr sont enregistrées volontairement par les fournisseurs eux-mêmes et ne sont pas forcément exhaustives.

La Figure 75 compare la facture moyenne au tarif réglementé de vente d'EDF sur l'année 2012 à celles de l'offre de marché à prix indexé la moins chère et de l'offre de marché à prix indexé la plus chère proposées aux deux types de clients considérés. La moyenne annuelle est calculée à partir des données de factures relevées à chaque fin de trimestre. A titre indicatif, le niveau de l'offre de marché à prix fixe la moins chère et le niveau de l'offre de marché à prix fixe la plus chère, pris égaux à la valeur à date du 1<sup>er</sup> trimestre 2012, sont également affichés.

**Figure 75 : Comparaison des offres de détail d'électricité à prix indexé plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour les deux types de clients considérés**



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

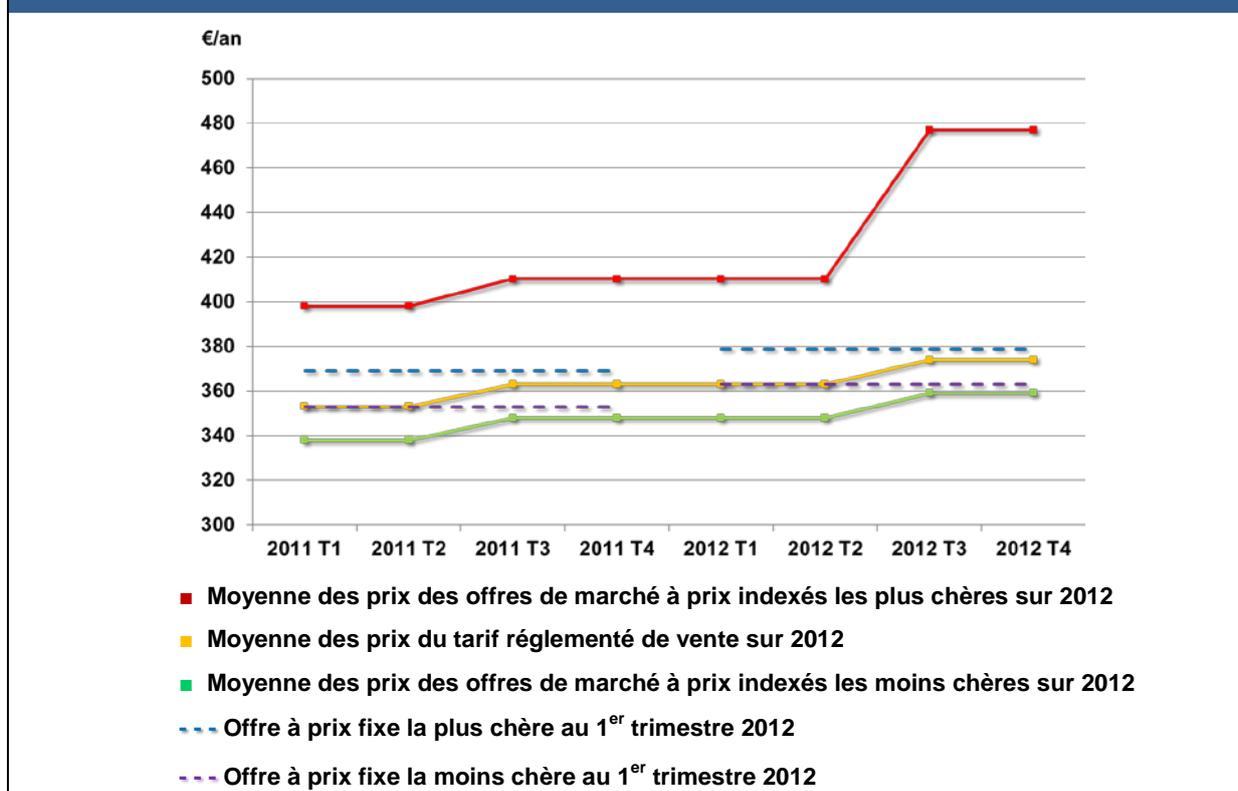
En 2012, les fournisseurs ont proposé sur le marché de l'électricité pour les deux types de client considérés des offres sensiblement moins chères que le niveau du tarif réglementé de vente. Ainsi, il a été possible pour le client Base ainsi que pour le client HP/HC choisissant des offres à prix indexé de réaliser des économies de l'ordre de 4 % par rapport au tarif réglementé de vente.

Il est aussi possible de réaliser des économies en choisissant entre le niveau du tarif réglementé de vente et l'offre de marché à prix fixe la plus compétitive de l'ordre de 2 % pour les deux types de clients.

### Évolution des offres proposées aux clients du 1<sup>er</sup> trimestre 2011 au 4<sup>ème</sup> trimestre 2012

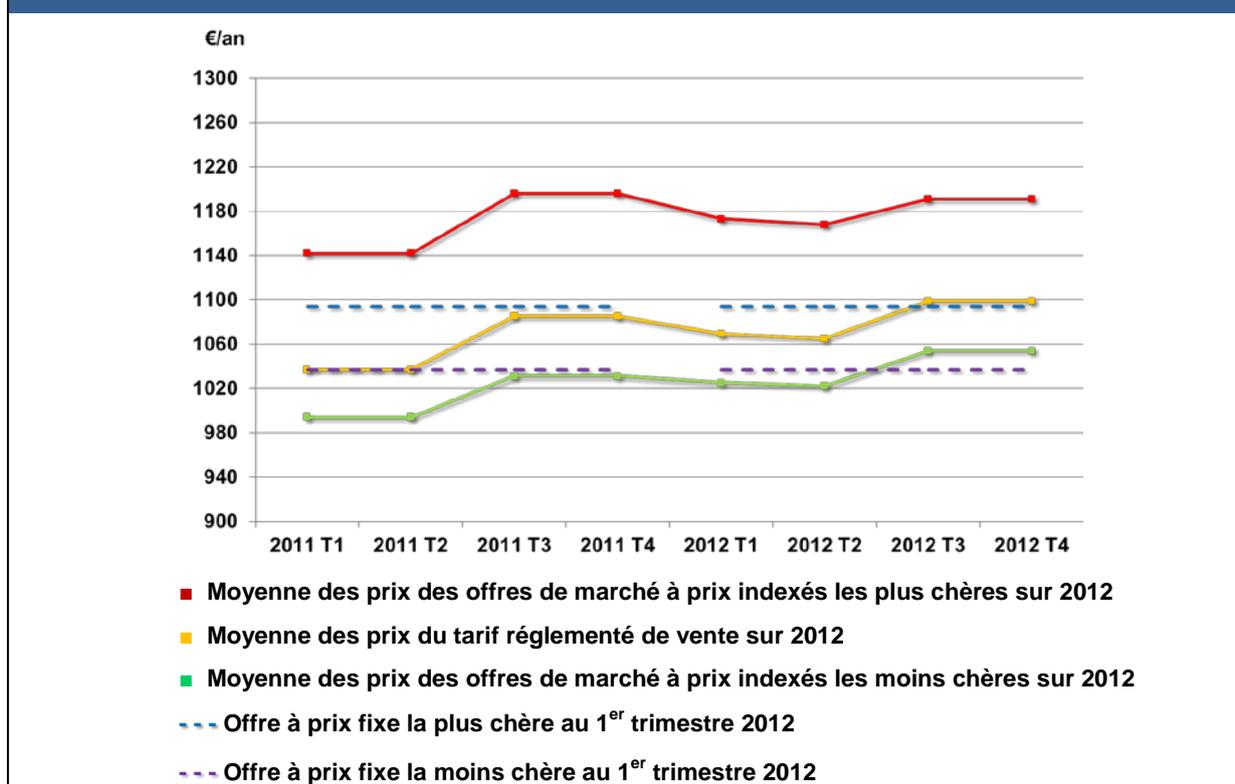
Les Figure 76 et Figure 77 représentent les évolutions à chaque fin de trimestre de 2011 à 2012 des factures annuelles estimées sur le comparateur d'offres du site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) pour l'offre de marché à prix indexé la moins chère, pour l'offre de marché à prix indexé la plus chère et pour le tarif réglementé de vente. A titre indicatif, le niveau des factures annuelles pour l'offre de marché à prix fixe la moins chères et pour l'offre de marché à prix fixe la plus chères – fixé tout d'abord à la valeur du 1<sup>er</sup> trimestre 2011 pour l'année 2011 puis à la valeur du 2<sup>ème</sup> trimestre 2012 pour l'année 2012 – est affiché.

**Figure 76 : Factures annuelles estimées par le site energie-info de 2011 à 2012 à chaque fin de trimestre pour le client type Base**



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

**Figure 77 : Factures annuelles estimées par le site energie-info de 2011 à 2012 par trimestre pour le client type HP/HC**



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

## 1.2. Analyse des prix sur le marché de détail du gaz naturel

La sous-section ci-dessous porte sur l'étude des différentes composantes de prix du tarif réglementé de vente de gaz et la comparaison des différentes offres de gaz naturel.

### 1.2.1. Décomposition des tarifs par poste de coûts

La Figure 78 présente les composantes de coûts de la facture hors taxes établie pour chaque tarif en distribution publique de GDF SUEZ en moyenne sur l'année 2013 : tarifs Base (usage cuisson), B0 (usage eau chaude), B1 (usage chauffage individuel), B2I (petite chaufferie), B2S (grande chaufferie collective d'immeuble ou HLM) et TEL (grande chaufferie, serristes).

La facture aux tarifs réglementés se décompose en quatre grands postes : la matière (coût d'achat du gaz), les infrastructures, la commercialisation et les taxes.

La composante matière est calculée à partir de la formule en vigueur à chaque échéance concernée. Cette formule est indexée sur le prix du gaz naturel sur le marché de gros à hauteur de 45,8 % depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2013, soit 10,2 points de plus qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2013. Les autres éléments constitutifs de la formule sont indexés sur les prix d'un panier de produits pétroliers et sur le taux de change euro/dollar.

La composante infrastructure est calculée à partir des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution définis par la CRE et des tarifs d'utilisation des stockages, non régulés.

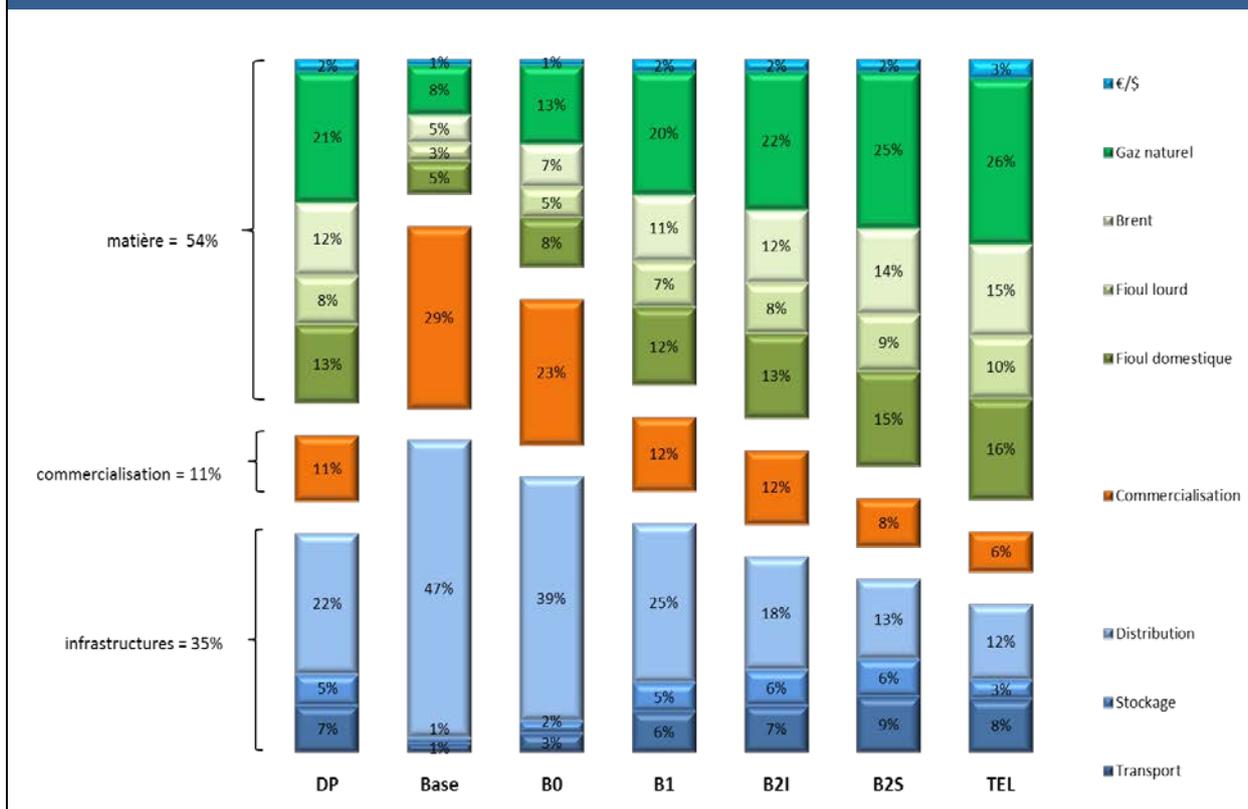
La composante commercialisation est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes aux tarifs réglementés et les deux termes précédents<sup>77</sup>.

Les taxes sont calculées à partir de la facture hors taxes aux tarifs réglementés. Elles sont au nombre de deux :

<sup>77</sup> Du fait de la sous-couverture des coûts pour certains tarifs, la composante commercialisation des tarifs présentée peut être inférieure aux coûts réels de commercialisation de GDF Suez.

- la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) est assise sur la part fixe du tarif de distribution (ATRD) et du tarif de transport (ATRT, y compris le terme de souscription) et permet d'assurer le financement des droits de retraite antérieurs au 1<sup>er</sup> janvier 2005 des agents des activités régulées de distribution et transport d'électricité et de gaz naturel.
- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) est assise sur l'ensemble des éléments de la facture, autres taxes incluses. Le taux réduit de 5,5 % s'applique à la part fixe du tarif réglementé de vente hors taxes ainsi qu'à la CTA. Le taux plein de 19,6 % s'applique à tous les autres éléments.

**Figure 78 : Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ en moyenne sur l'année 2013**

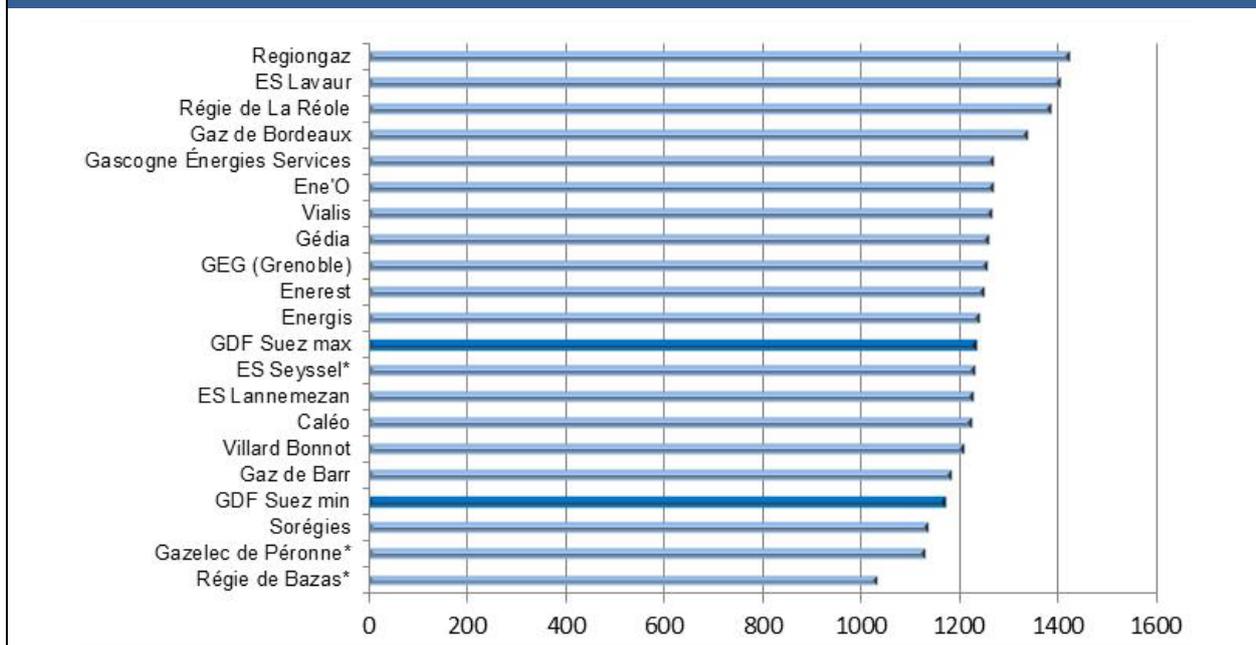


Source : GDF SUEZ - Analyse : CRE

### 1.2.2. Comparaison des factures TTC entre GDF SUEZ et les ELD

La Figure 79 présente la comparaison des factures toutes taxes comprises au tarif réglementé de vente de GDF SUEZ et aux tarifs des ELD pour un client particulier se chauffant au gaz. La consommation de référence retenue est de 17 MWh/an. Les ELD dont les tarifs ne couvrent pas les coûts sont marquées d'un astérisque.

**Figure 79 : Comparaison au 31 décembre 2012 des factures TTC d'un client se chauffant au gaz pour GDF SUEZ (niveau de prix min et max) et les différentes ELD**



Source et analyse : CRE

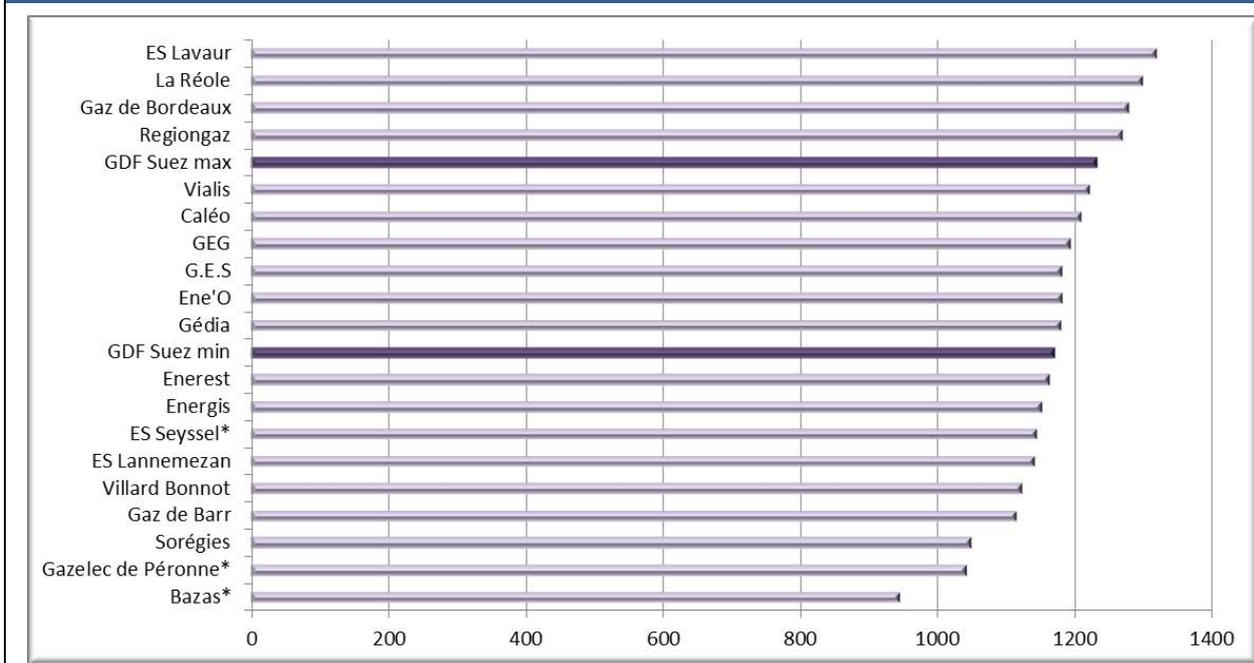
\*Les ELD dont les tarifs ne couvrent pas les coûts sont marquées d'un astérisque

La comparaison ci-dessus montre que la facture de gaz toutes taxes comprises est plus élevée chez certaines ELD que chez GDF SUEZ. Toutefois, il faut rappeler que les ELD ont des conditions d'approvisionnement qui leur sont propres et qu'elles supportent des coûts distincts de GDF SUEZ. Elles disposent en effet d'un ATRD<sup>78</sup> qui leur est propre et leur localisation géographique explique qu'elles supportent des charges spécifiques liées au transport régional.

La Figure 80 compare les factures toutes taxes comprises en tenant compte des écarts de coûts de distribution et de transport régional.

<sup>78</sup> Tarification d'utilisation des réseaux de distribution en gaz (Accès des Tiers au Réseau de Distribution)

**Figure 80 : Comparaison au 31 décembre 2012 des factures TTC d'un client se chauffant au gaz pour GDF SUEZ (niveau de prix min et max) et les différentes ELD à coûts de distribution équivalents**



Source et analyse : CRE

\*Les ELD dont les tarifs ne couvrent pas les coûts sont marquées d'un astérisque

Les factures de gaz d'un client type se chauffant au gaz au tarif réglementé de vente sont, une fois ajustées des différences de coûts de distribution, comprises entre 945,8 et 1318,5 euros par an.

Par ailleurs, l'analyse de la CRE a mis en évidence le fait que les barèmes des TRV des deux ELD présentant les factures les moins chères ne couvraient pas leurs coûts au 31 décembre 2012. Les arrêtés tarifaires pris le 21 décembre 2012 pour ces deux ELD, fixant les barèmes en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013, ont permis d'établir des tarifs couvrant les coûts.

### 1.2.3. Comparaison des offres de gaz naturel sur l'année 2012

Deux offres existent sur le marché :

- les tarifs réglementés de vente ;
- les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe<sup>79</sup> indépendant des tarifs réglementés de vente.

Le consommateur résidentiel peut à tout moment résilier son contrat et changer d'offre et/ou de fournisseur que ce soit pour une offre au tarif réglementé ou une offre de marché, aussi bien à prix indexé qu'à prix fixe (le prix fixe de l'offre induit aucun engagement de la part du client). En particulier, le consommateur résidentiel peut à tout moment revenir à un contrat au tarif réglementé auprès de son opérateur historique.

Les analyses qui vont suivre se focalisent sur deux types de client situés à Paris<sup>80</sup> :

- Client 1 : option Base avec une consommation de 750 kWh/an (type Cuisine) ;
- Client 2 : option B1 avec une consommation de 17 000 kWh/an (type Chauffage).

L'ensemble des factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle. Les données utilisées ici sont issues du comparateur d'offres sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) et correspondent à l'état des offres proposées à chaque fin de trimestre. En d'autres termes, les factures affichées pour le trimestre 1

<sup>79</sup> La CRE s'est ici intéressé aux offres dont le prix est fixé pour une durée d'au moins un an.

<sup>80</sup> La facture des clients finals dépendent pour le gaz naturel de leur lieu de livraison.

correspondent aux offres proposées sur le marché au 31 mars et par suite pour les trimestres 2, 3 et 4 respectivement au 30 juin, 30 septembre et 31 décembre.

Les factures annuelles issues du site energie-info.fr sont calculées à partir des grilles tarifaires et des contributions diverses (CTA, TVA...) à date et ne peut de fait tenir compte *a priori* des évolutions de prix à venir. La valeur de la facture annuelle est donc estimée et ne correspond pas à la facture réelle payée *in fine* par le client mais donne une indication pertinente sur le niveau des offres proposées.

Par ailleurs, la comparaison se borne ici à une étude du prix des offres. Elle ne prend pas en compte les éventuels services annexes proposés. Ces services peuvent englober les canaux d'accès proposés par le fournisseur (téléphone, e-mail, courrier), les horaires et le coût du service clientèle, le type de facturation (par courrier ou par e-mail), les moyens de paiement proposés, la périodicité des paiements, les relevés...

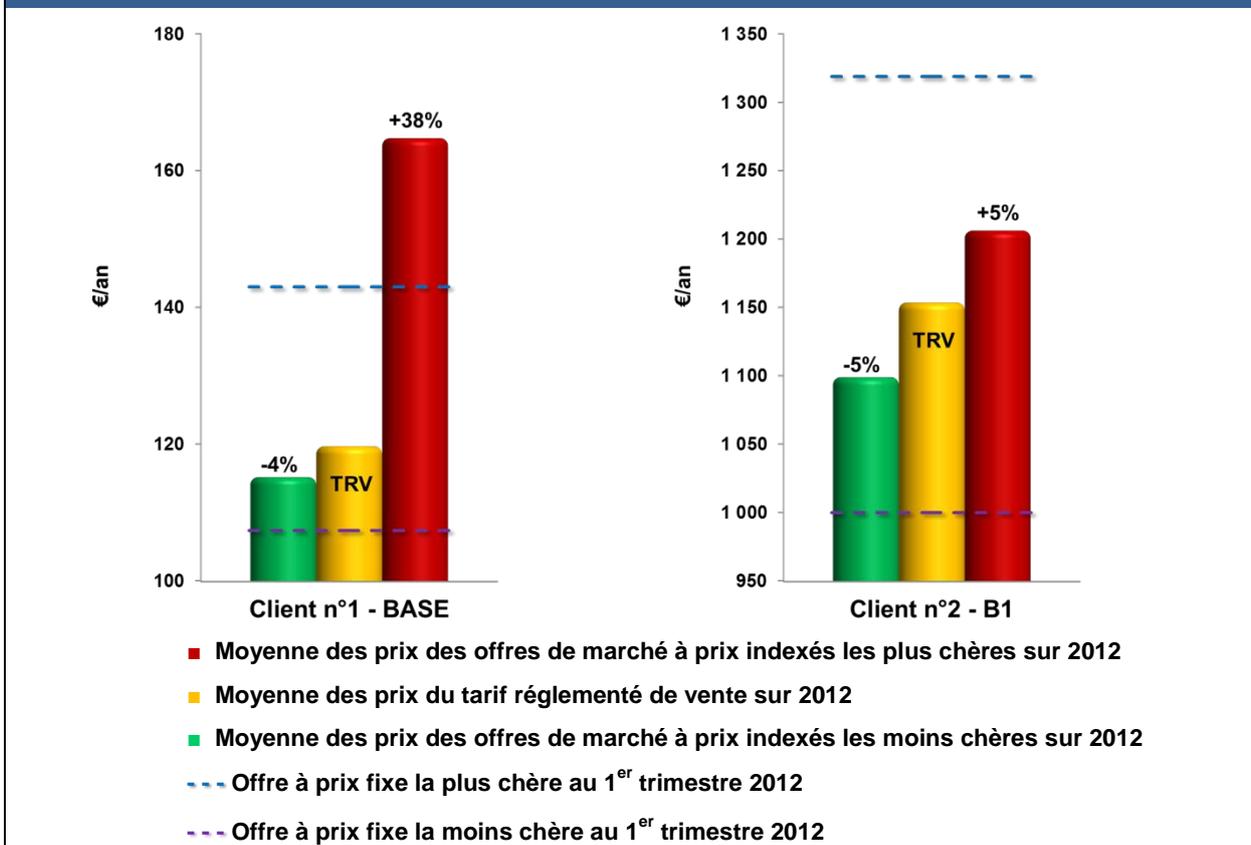
Le périmètre des offres présentées n'est pas constant d'un trimestre à l'autre. Il peut être amené à évoluer à cause :

- de l'arrivée de nouveaux fournisseurs
- de la publication de nouvelles offres

Les offres présentées sur le GDF SUEZ d'energie-info.fr sont enregistrées volontairement par les fournisseurs eux-mêmes et ne sont pas forcément exhaustives.

La Figure 81 compare la facture moyenne au tarif réglementé de vente de GDF SUEZ sur l'année 2012 à celles de l'offre de marché à prix indexé la moins chère et de l'offre de marché à prix indexé la plus chère proposées aux deux types de clients considérés. La moyenne annuelle est calculée à partir des données de factures relevées à chaque fin de trimestre. A titre indicatif, le niveau de l'offre de marché à prix fixe la moins chère et l'offre de marché à prix fixe la plus chère, pris égal à la valeur à date du 1<sup>er</sup> trimestre 2012, est également affiché.

**Figure 81 : Comparaison des offres de détail de gaz naturel à prix indexé plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour les deux types de clients considérés**



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

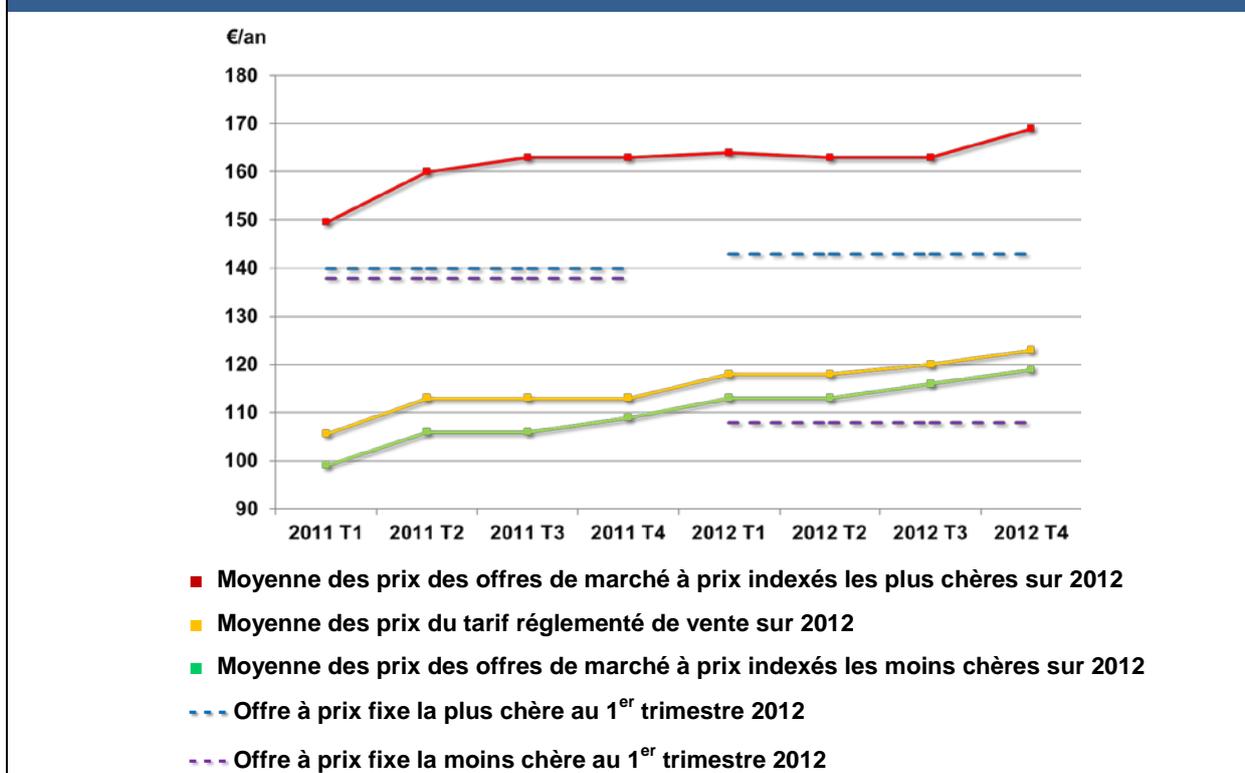
En 2012, les fournisseurs ont proposé sur le marché du gaz naturel, pour les deux types de client considérés, des offres sensiblement moins chères que le niveau du tarif réglementé de vente. Ainsi, il a été possible pour le client n°1 (Base) choisissant des offres à prix indexé de réaliser des économies de l'ordre de 4 % par rapport au tarif réglementé de vente et de l'ordre de 5 % pour le client n°2 (B1).

Un client peut par ailleurs réaliser des économies encore plus substantielles pour les deux types de consommation en optant pour l'offre de marché à prix fixe la plus compétitive. Ce type d'offre a par ailleurs connu un fort développement de la part des fournisseurs durant l'année 2012.

### **Evolution des offres proposées aux clients du 1<sup>er</sup> trimestre 2011 au 4<sup>ème</sup> trimestre 2012**

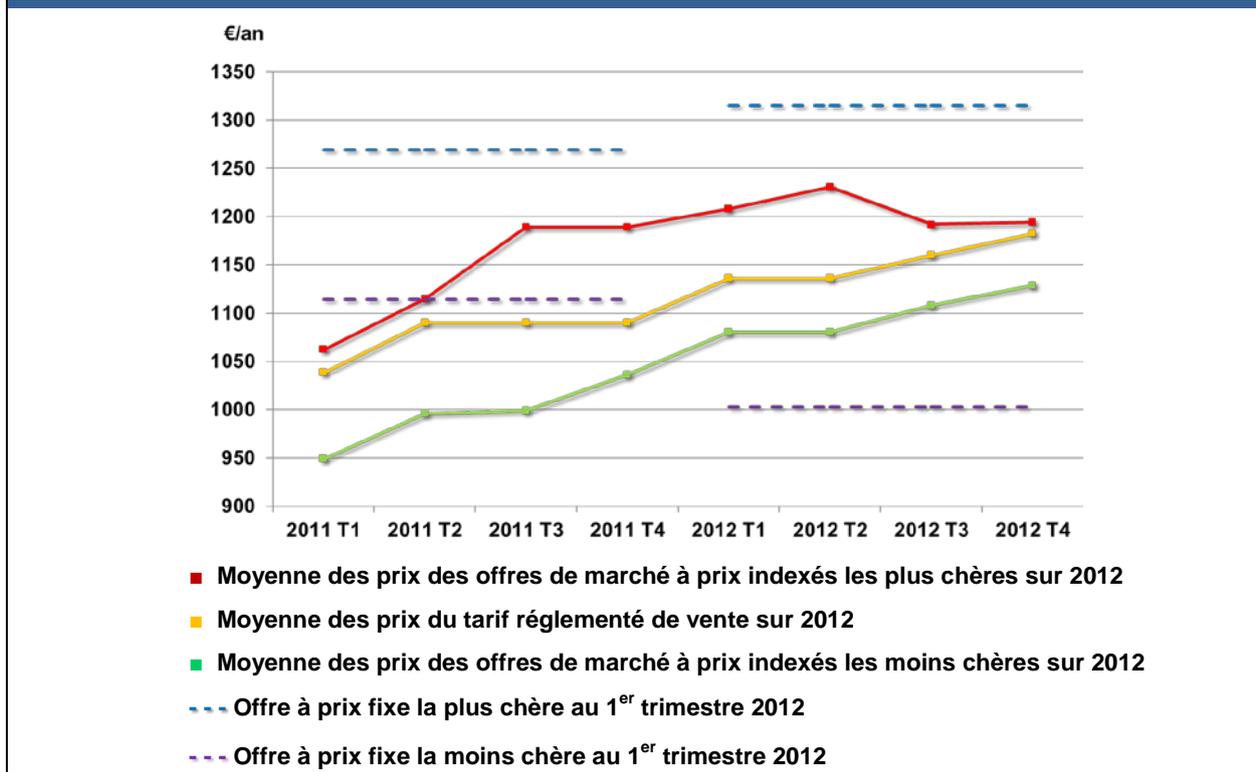
La Figure 82 et la Figure 83 représentent les évolutions à chaque fin de trimestre de 2011 à 2012 des factures annuelles estimées sur le comparateur d'offres energie-info pour l'offre de marché à prix indexé la moins chère, pour l'offre de marché à prix indexé la plus chère et pour le tarif réglementé de vente. A titre indicatif, le niveau des factures annuelles pour l'offre de marché à prix fixe la moins chères et pour l'offre de marché à prix fixe la plus chères – fixé tout d'abord à la valeur du 1<sup>er</sup> trimestre 2011 pour l'année 2011 puis à la valeur du 2<sup>ème</sup> trimestre 2012 pour l'année 2012 – est affiché.

**Figure 82 : Factures annuelles estimées par le site energie-info.fr de 2011 à 2012 à chaque fin de trimestre pour le client type Base**



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Figure 83 : Factures annuelles estimées par le site energie-info.fr de 2011 à 2012 à chaque fin de trimestre pour le client type B1



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

### Étude de la saisonnalité de consommation des clients et impact sur la répartition de la facture sur l'année

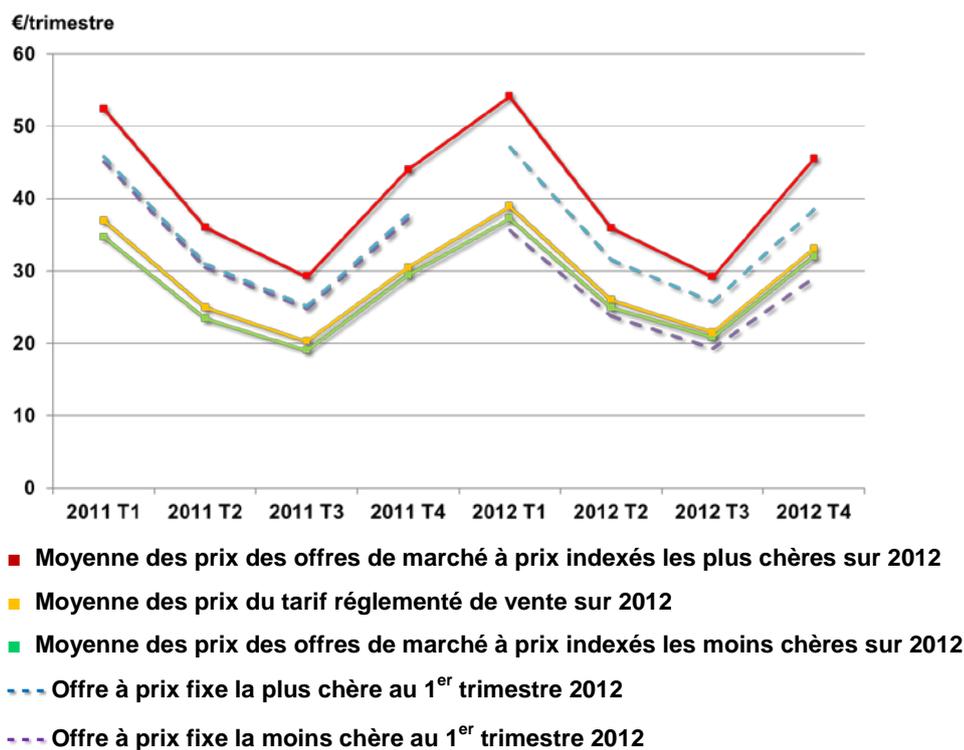
La consommation des clients, en particulier des clients résidentiels, est saisonnalisée. Les clients résidentiels ont une consommation plus importante en hiver qu'en été. Ainsi, même si le client paie une somme fixe par mois (échancier de facture), la plus grande partie du montant de sa facture sera imputable à sa consommation en hiver<sup>81</sup>.

La Figure 84 et la Figure 85 représentent, de manière théorique, les factures par trimestre pour les deux types de client considérés tenant compte de la saisonnalité de leur consommation sur l'année. Pour ce faire, la facture pour chacune des offres considérées et pour la consommation imputable à un trimestre donné a été calculée en multipliant la facture annuelle estimée à partir du comparateur energie-info à la fin de ce trimestre par un coefficient climatique (issu des profils de consommation) et proratisée en fonction du nombre de jours de ce trimestre. Les montants indiqués correspondent donc à la part de la facture imputable à la consommation réalisée pendant le trimestre considéré.

Ainsi les factures sont estimées par trimestre pour l'offre de marché à prix indexé la moins chère, pour l'offre de marché à prix indexé la plus chère, pour le tarif réglementé de vente ainsi que pour l'offre de marché à prix fixe la moins chère et la plus chère (en prenant dans ce dernier cas une valeur de la facture annuelle égale pour l'ensemble des trimestres d'une année donnée à la valeur de celle du 1<sup>er</sup> trimestre de cette année). Les factures trimestrielles sont suivies sur deux ans de 2011 à 2012.

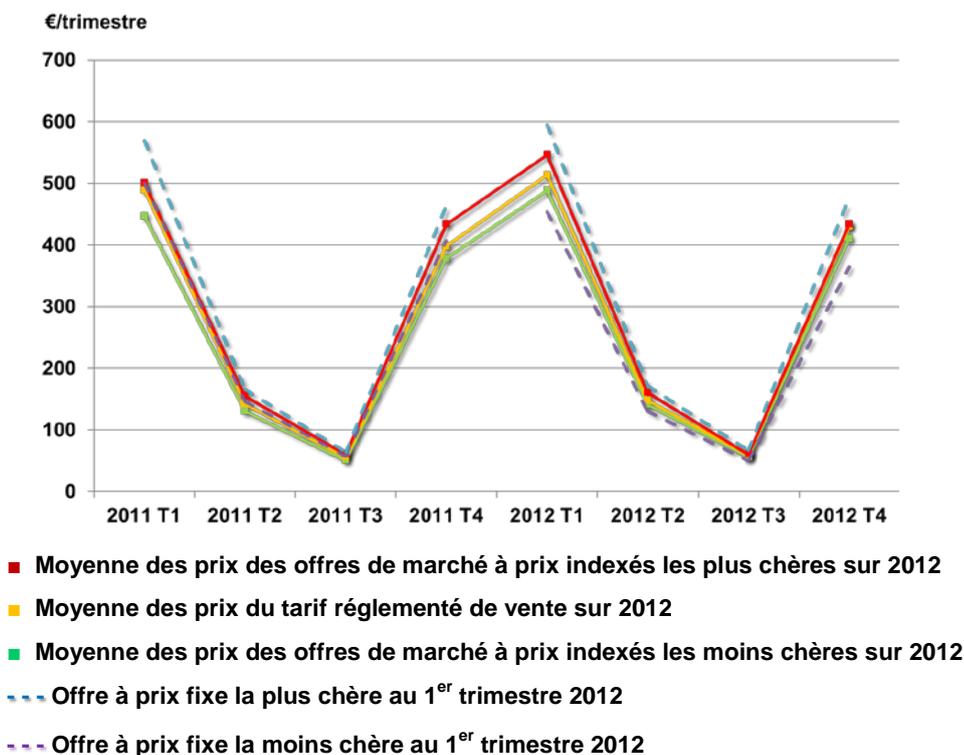
<sup>81</sup> Cet élément est pris en compte lorsque le prix de l'offre d'un client évolue ou lorsque le client décide de changer d'offre ou de fournisseur.

**Figure 84 : Factures trimestrielles théoriques tenant compte de la saisonnalité de consommation du client type Base**



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

**Figure 85 : Factures trimestrielles théoriques tenant compte de la saisonnalité de consommation du client type B1**



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

### 1.3. Appel d'offres

#### **Exemples européens**

Les achats groupés sont un moyen d'entraîner un changement de fournisseur pour un grand nombre de consommateurs simultanément. Le volume cumulé des consommations de plusieurs clients peut permettre, lorsqu'il est suffisamment important, d'obtenir un rabais chez un fournisseur d'énergie. Des associations de consommateurs de plusieurs pays européens ont déjà mis en place ce genre d'achats (« Which ? » au Royaume Uni, « Test Achats » en Belgique, « Vereniging Eigen Huis » ou « iChoosr » au Pays Bas).

L'expérience des pays européens montre que les achats groupés ont permis d'améliorer l'accès des fournisseurs alternatifs aux consommateurs les moins actifs, accroître le dynamisme du marché et les parts de marché des fournisseurs alternatifs, les fournisseurs historiques ne participant généralement pas à ces appels d'offres.

En Suède, l'organisation « Kundkraft » veille à ce que le contrat soit renégocié automatiquement après chaque période de fin de contrat afin que le client bénéficie toujours d'un prix de l'électricité intéressant sans qu'il n'ait besoin de faire aucune démarche. Le fournisseur proposant le prix le plus bas est désigné lauréat de l'appel d'offres et devient le fournisseur des tous les clients souhaitant bénéficier de cette offre. Dans le cadre de ces achats groupés, organisés tous les mois, le consommateur peut choisir entre une offre à prix fixe et une offre à prix variable.

Au Pays Bas, le fournisseur lauréat paie 25€ à l'organisateur de l'appel d'offres pour chaque changement de fournisseur effectué. À titre de comparaison, le coût d'acquisition d'un client grâce à une approche marketing « classique » est estimé à 75€.

En Espagne, c'est « HolaLuz.com » qui a remporté l'appel d'offres lancé par l'association de consommateurs espagnole « Organizacion de Consumidores y Usuarios » (OCU) en 2013. Les résultats pour les consommateurs est une baisse de 8 % sur les factures d'électricité par rapport aux prix du marché et de 4 % par rapport au tarif réglementé. Mais pour OCU l'objectif n'est pas complètement atteint, car cette association de consommateurs n'a pas trouvé d'enchérisseur pour des offres duales gaz et électricité. La partie de l'appel d'offres portant sur ces offres duales a été infructueuse puisqu'aucun des six fournisseurs qui proposent de telles offres (Endesa, Iberdrola, E.ON, Gas Natural Fenosa, Galp et HC Energia) n'a accepté de participer. OCU pourrait demander au régulateur espagnol, la CNMC, de lancer une enquête afin de savoir s'il n'y a pas eu d'entente entre ces fournisseurs<sup>82</sup>.

Une autre expérience récente en Italie montre que plus de 191 000 consommateurs italiens regroupés au sein d'« Abbassalabolletta » (littéralement « *réduire la facture* »), le groupement d'achat lancé par l'association de consommateurs « Altroconsumo », ont adhéré au programme. Trois fournisseurs ont remporté les enchères organisées par Altroconsumo : Gala, Trenta et Alma Energy. D'après les calculs de l'association de consommateurs, le rabais moyen annuel peut atteindre environ 190 € pour une fourniture de gaz et d'électricité, 150 € pour le gaz et 40 € par an pour l'électricité. Une fois encore, comme en Espagne et en France, les grands fournisseurs du secteur se sont abstenus de participer.

#### **Appel d'Offres d'UFC QUE CHOISIR par enchères inversées**

Partageant le constat de l'Autorité de la concurrence quant à l'insuffisance de la concurrence sur le marché du gaz naturel au détriment des consommateurs finals, l'association de consommateurs UFC-Que Choisir a lancé un appel d'offres auprès de tous les fournisseurs nationaux, afin de proposer une offre attractive à tous les consommateurs intéressés.

Selon UFC Que Choisir, l'objectif de cet appel d'offres est de « *dynamiser la concurrence sclérosée sur le marché du gaz en rassemblant les consommateurs pour obtenir, grâce à leur mobilisation, la meilleure offre : un contrat sûr, un traitement des réclamations associant l'UFC-Que choisir et une réduction significative de la facture de gaz* ».

Les fournisseurs qui souhaitaient participer à l'appel d'offres devaient s'inscrire auprès de l'association avant le 20 septembre 2013. UFC-Que choisir a indiqué le 15 octobre 2013 que seul le fournisseur Lampiris « *a fait le pari de la concurrence au service des consommateurs* » en proposant une offre tarifaire initiale de 13 % inférieure aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

---

<sup>82</sup> Enerpresse du 25/10/2013.

Il appartient aux consommateurs de s'inscrire sur le site internet dédié pour bénéficier de l'offre du fournisseur retenu. En outre, une réduction complémentaire a été prévue en fonction du nombre d'inscrits.

Les inscriptions ont été clôturées le 26 novembre 2013 avec plus de 142 000 inscrits. Ainsi, sur la base de l'offre tarifaire initiale et au vu des différents profils de consommation des inscrits, l'offre retenue, proposée à compter du 7 décembre 2013, prévoit une économie moyenne de 15,4 % sur la facture par rapport au tarif réglementé de vente (tel qu'il est établi pour décembre 2013). Jusqu'au 31 janvier 2014, les inscrits sont alors libres d'accepter ou non cette offre.

## 2. Les politiques commerciales des fournisseurs

Dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail, la CRE indiquait qu'après avoir mené en décembre 2012 des auditions d'EDF et de GDF SUEZ afin de prendre connaissance de leurs politiques commerciales en matière d'offres bi-énergie, elle poursuivrait ses travaux au cours de l'année 2013. Elle a dans ce cadre axé ses travaux autour de deux thématiques :

- les stratégies de conquête des clients ;
- et l'étude des offres ayant fait l'objet d'une importante campagne publicitaire depuis l'été 2013, à savoir les offres à prix fixes des deux principaux fournisseurs alternatifs sur le marché de détail de l'électricité, Direct Energie et GDF SUEZ.

La CRE, dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, suit avec attention le développement des nouvelles offres sur le marché ainsi que la mise en place de nouvelles pratiques commerciales. La CRE a ainsi auditionné au cours de l'année 2013 certains fournisseurs, historiques comme alternatifs, lorsque les pratiques commerciales observées étaient de nature à induire en erreur le consommateur.

La CRE va poursuivre ses travaux et développer les outils lui permettant d'assurer un suivi systématique des pratiques commerciales des fournisseurs.

La CRE dispose par ailleurs en la matière d'un pouvoir de sanction et peut saisir l'Autorité de la concurrence.

Dans le cadre des missions évoquées ci-dessus, la CRE a établi un état des lieux à mi-2013 des pratiques commerciales des différents acteurs. Pour ce faire, la CRE a adressé au mois de juin 2013 un questionnaire destiné aux principaux fournisseurs de gaz naturel et d'électricité sur le segment des clients résidentiels :

- Fournisseurs historiques : EDF, GDF SUEZ, Gaz de Bordeaux, Gaz Électricité de Grenoble, UEM Metz, Sorégies et Électricité de Strasbourg.
- Fournisseurs alternatifs : Direct Énergie et ENI.

Le questionnaire aborde les méthodes de démarchage, les arguments de vente, les offres bi-énergie, l'information faite au client sur la distinction entre tarif réglementé et offre de marché ainsi que l'utilisation des bases de données. La CRE a aussi demandé que lui soient transmis des courriers type, des mails type et des scripts des échanges téléphoniques.

Les arguments de vente mis en avant pour convaincre les clients de contractualiser une offre diffèrent d'une catégorie de fournisseurs à l'autre. Tandis qu'EDF et GDF SUEZ s'appuient sur le pouvoir rassurant exercé par les tarifs réglementés sur les clients et vantent la stabilité du prix de leurs offres de marché, les ELD et les fournisseurs alternatifs insistent sur le niveau du prix proposé, le service client ou leur image de marque. Tous les fournisseurs se rejoignent en revanche lorsqu'ils tentent de convaincre des clients de les choisir pour les deux énergies puisque parmi les fournisseurs concernés, seul Gaz Électricité de Grenoble n'utilise pas l'argument de la simplicité de l'interlocuteur ou de la facture unique.

Concernant la prospection vers de nouveaux clients, les résultats montrent que seul le téléphone est utilisé pour le démarchage direct, méthode utilisée par un fournisseur sur trois. Selon les réponses obtenues, aucun fournisseur ne pratique de démarchage par courrier ou par mail. GDF SUEZ, deux ELD et les deux fournisseurs alternatifs interrogés utilisent leurs réseaux de partenaires ou intermédiaires, comme l'enseigne d'électroménager Darty, pour capter de nouveaux clients. La majorité des fournisseurs s'appuie également sur son propre site internet.

Entre le 1<sup>er</sup> janvier 2012 et le 30 avril 2013, la grande majorité des nouvelles signatures de contrats ont été obtenues par les fournisseurs historiques à la suite d'appels de la part des clients, en particulier dans l'énergie historique du fournisseur (plus de 90 % des nouvelles signature obtenues suite à un appel de la part du client pour EDF en électricité, 75 % pour GDF SUEZ en gaz, et 87 % pour l'électricité et 78 % pour le gaz en moyenne chez les ELD). Cela tend à confirmer les données présentées à la Figure 20 et à la Figure 43 (section 1) qui montrent que les clients se tournent en premier lieu vers leur fournisseur historique pour une mise en service.

Par ailleurs, les résultats du questionnaire révèlent que les fournisseurs historiques profitent des mises en service pour proposer des offres dans l'autre énergie et ce particulièrement en électricité. En plus du démarchage téléphonique, les fournisseurs de gaz utilisent également le démarchage par courrier lorsqu'il s'agit de proposer des offres dans l'autre énergie auprès de leurs clients qui ont déjà contractualisé avec eux dans une des deux énergies.

Les nouvelles signatures de contrats des fournisseurs alternatifs reposent en revanche sur d'autres canaux. Direct Énergie estime ainsi que 40 % des nouvelles signatures de contrats obtenues sur la période l'ont été à la suite d'une consultation sur le comparateur d'offres du site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) et 14 % par le biais de leur site internet.

Dans le cadre de ses travaux, la CRE a porté une attention particulière aux pratiques commerciales visant à proposer des offres portant sur la fourniture des deux énergies, en particulier lorsque l'une d'elle est fournie au tarif réglementé. L'Autorité de la concurrence a également relevé la pratique pour les « offres duales<sup>83</sup> » proposées par EDF lors des mises en service. Dans son avis du n°13-A-09 du 25 mars 2013 concernant un projet de décret relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, l'Autorité de la concurrence indique que : « *[EDF] recrute notamment ses nouveaux clients gaz lors des mises en service pour l'électricité, c'est-à-dire lorsque que le consommateur déménage dans un nouveau lieu de consommation. Quand le local est alimenté en gaz et que le consommateur contacte EDF pour faire la mise en service de son compteur électrique, EDF est en mesure de bénéficier du faible degré d'information du client en lui proposant une offre dite « duale » (gaz et électricité) où l'offre gaz est proposée à un prix supérieur au montant des TRV gaz* ». Il est donc important de s'assurer notamment que les communications commerciales des fournisseurs historiques lors des mises en service sont claires, non trompeuses et transparentes.

La question de l'utilisation des bases de données historiques, constituées dans le cadre d'un monopole soumis à une obligation de service public de fourniture aux tarifs réglementés de vente, pour le démarchage de nouveaux clients dans un environnement devenu concurrentiel, fera l'objet d'un examen attentif de la CRE notamment dans le cadre de la fin des tarifs réglementés de vente (cf. paragraphe 5.6 de la présente section).

---

<sup>83</sup> Les offres duales sont définies par l'Autorité de la concurrence comme une « *pratique commerciale par laquelle un même opérateur propose des offres comportant simultanément une fourniture d'électricité et une fourniture de gaz* ».

### 3. Suivi des processus clés

Les indicateurs de la Figure 86 à la Figure 91 présentent la réactivité du gestionnaire de réseau de distribution vis-à-vis de trois types de demandes que les fournisseurs peuvent lui adresser, à savoir :

- les changements de fournisseur ;
- les mises en service ;
- les résiliations.

Les définitions précises de ces termes figurent dans le lexique.

Pour ces indicateurs, le critère de suivi retenu est le respect du délai demandé par le fournisseur, lorsque la donnée est disponible. Dans le cas contraire, c'est le respect du délai catalogue qui est pris en compte.

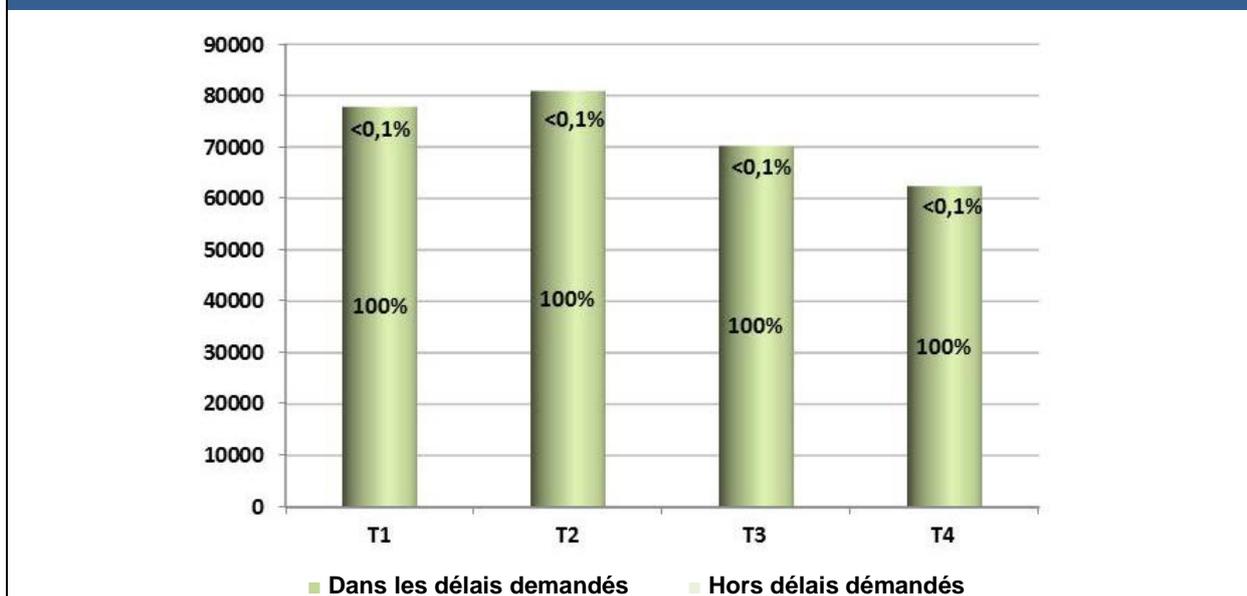
Pour plus d'informations, le lecteur peut consulter le *Rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF* publié par la CRE.

#### **En électricité**

Les indicateurs suivants se limitent au périmètre d'ERDF. Pour ce gestionnaire de réseau, le délai catalogue est de 5 jours ouvrés pour les mises en service et les résiliations.

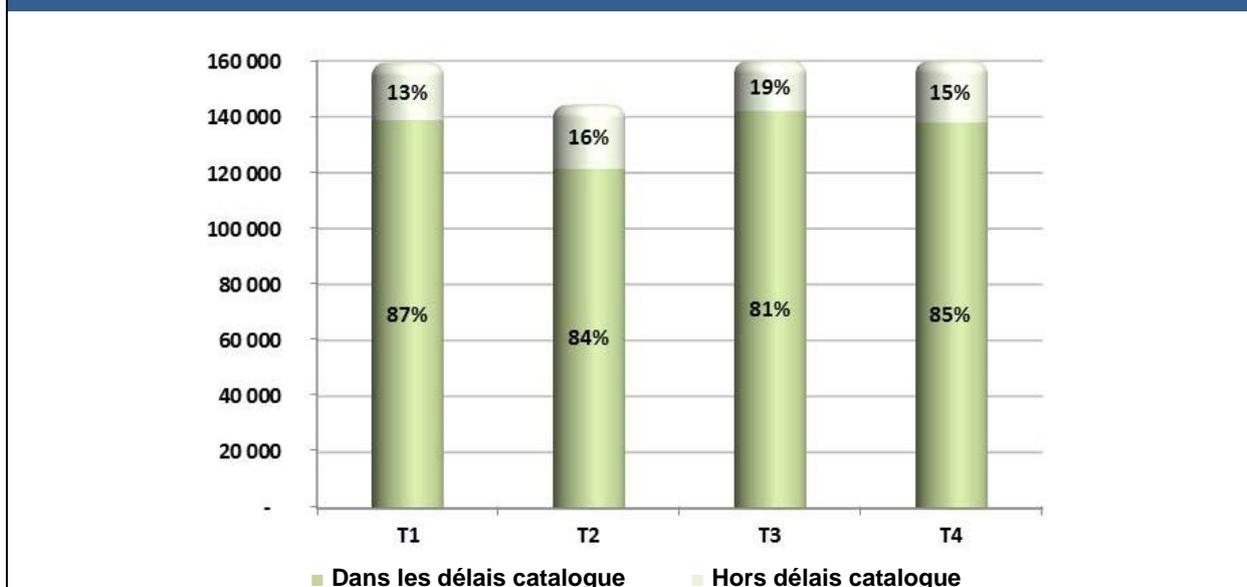
La qualité de service reste plutôt stable d'un trimestre à l'autre. La qualité de la procédure de changement de fournisseur est très satisfaisante en 2012 avec 100 % des opérations réalisées dans les délais demandés. Les résultats de qualité de service en ce qui concerne les mises en service sont aussi satisfaisants avec 84 % des opérations réalisées dans les délais catalogue. Les chiffres restent satisfaisants pour la procédure de résiliation (en moyenne 72 % des opérations réalisées dans les délais). Les réalisations hors délai peuvent par ailleurs s'expliquer pour partie par des délais demandés supérieurs aux délais catalogues.

Figure 86 : Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2012



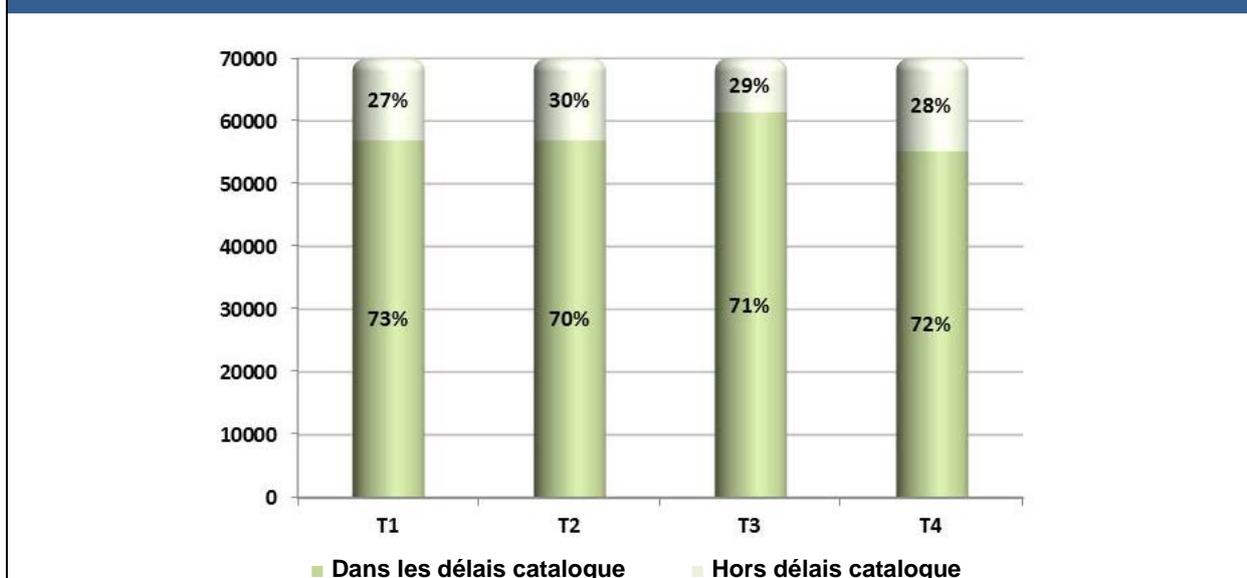
Source : ERDF - Analyse : CRE

Figure 87 : Évolution des délais de mise en service sur installation existante sur 2012



Source : ERDF - Analyse : CRE

Figure 88 : Évolution des délais de résiliation sur 2012



Source : ERDF - Analyse : CRE

### En gaz naturel

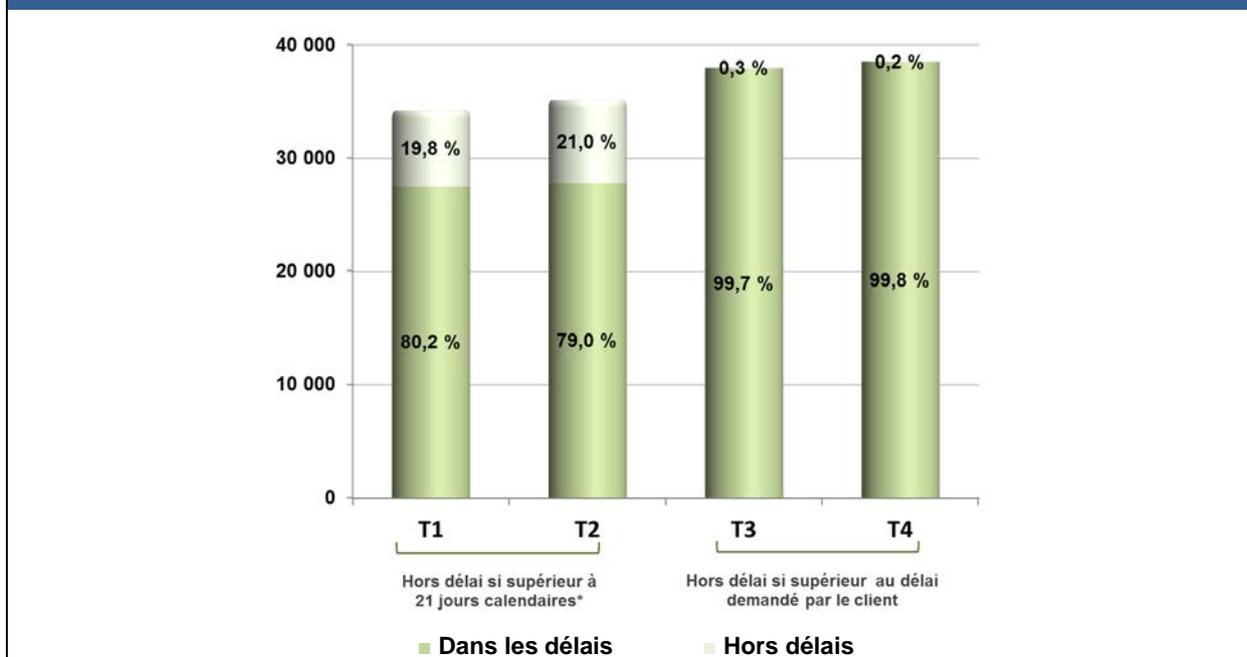
Les indicateurs suivants se limitent au périmètre de GrDF. En 2012, le délai catalogue pour les demandes de changement de fournisseur est de 10 jours calendaires<sup>84</sup>. Toutefois le critère de suivi retenu ici pour les deux premiers trimestres est la réalisation de l'acte en 20 jours calendaires ou moins car, en pratique, de nombreuses demandes sont faites dans un délai supérieur à 10 jours calendaires. Pour le troisième et le quatrième trimestre, l'étude se fonde sur le critère de délai demandé cette fois-ci et montre qu'une large majorité des demandes de changement de fournisseurs est réalisée dans les délais demandés par les fournisseurs. Les autres analyses portant sur les mises en service et les mises hors service sont réalisées avec le critère de délai demandé. Par ailleurs, la CRE est compétente pour établir les tarifs des prestations dites « annexes » des distributeurs de gaz naturel depuis le 1<sup>er</sup> juin 2011 (date d'entrée en vigueur des articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de

<sup>84</sup> Cf Catalogue des prestations annexes proposées par GrDF.

l'énergie), comme c'était déjà le cas pour l'électricité depuis 2009. Elle est notamment compétente pour fixer le prix de la prestation de coupure pour impayé en gaz naturel qu'elle a aligné sur celui de la même prestation en électricité à savoir 42,89€ HT au 1<sup>er</sup> juillet 2013.

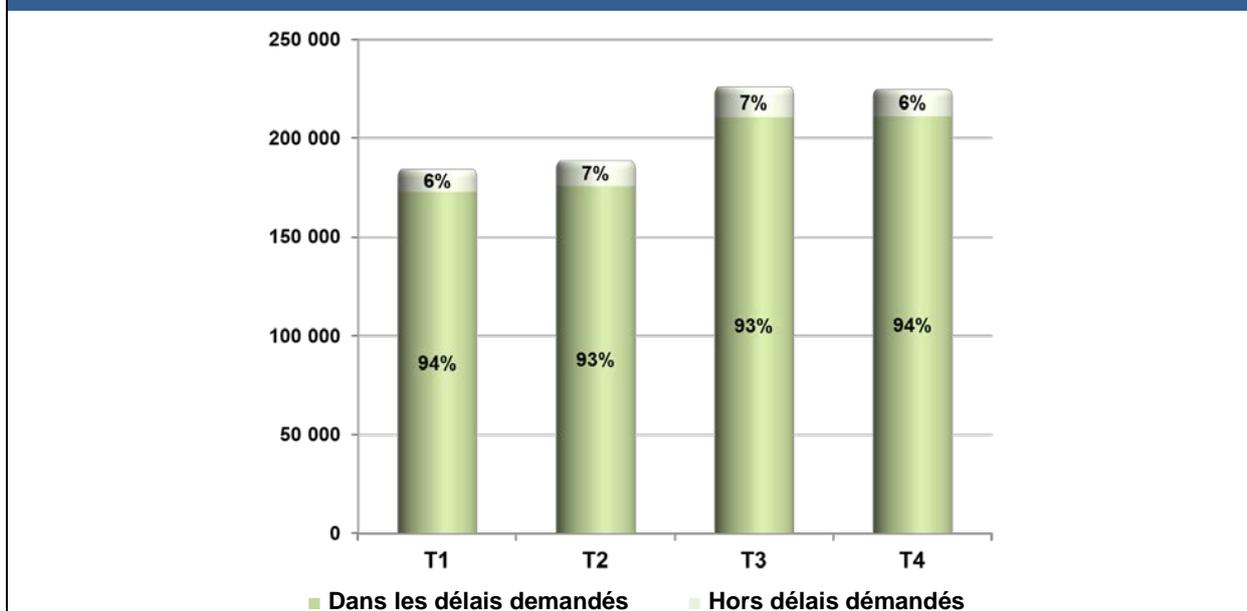
La réactivité du gestionnaire de réseau reste satisfaisante et assez stable dans le temps. Le pourcentage de retard sur l'année 2012 est de 6,4 % lors des mises en service (-1,9 pt par rapport à 2011) et de 6,2 % lors des mises hors service (+0,7 pt par rapport à 2011)<sup>85</sup>.

**Figure 89 : Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2012**



Source : GrDF - Analyse : CRE

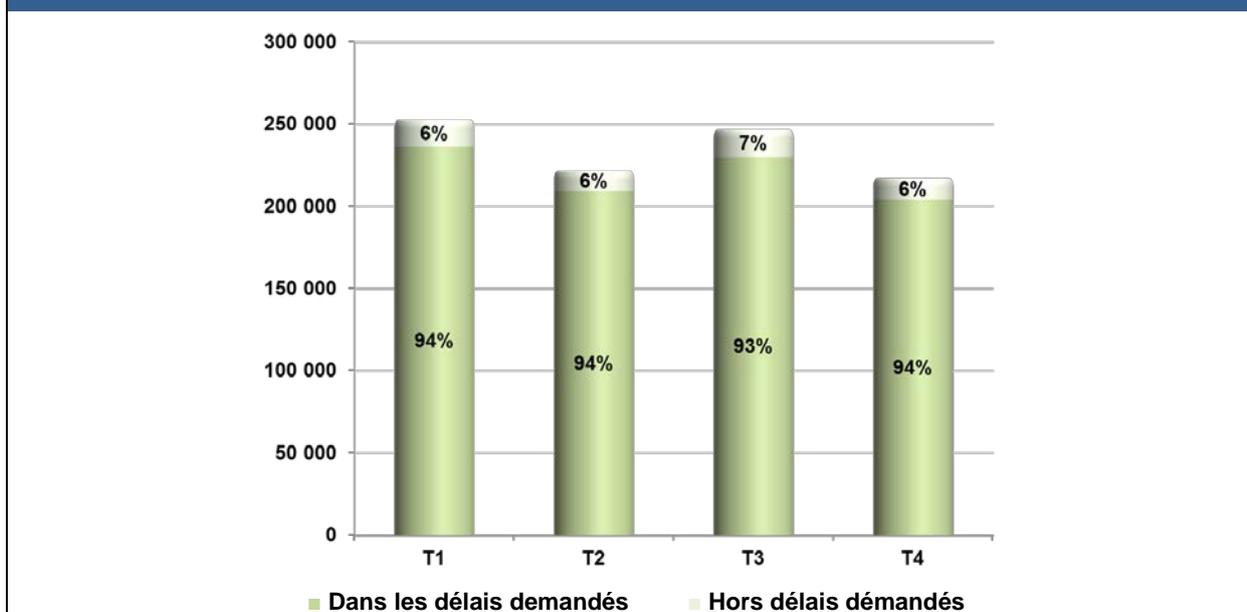
**Figure 90 : Évolution des délais de mise en service avec déplacement d'agent sur 2012**



Source : GrDF - Analyse : CRE

<sup>85</sup> Il est à noter toutefois que l'arrivée massive de futurs clients début 2014 issus de l'appel d'offres UFC que Choisir pourrait entraîner la saturation du service de changements de fournisseur de GrDF et d'éventuels allongements de délais.

Figure 91 : Évolution des délais de mise hors service sur 2012



Source : GrDF - Analyse : CRE

## 4. Les dispositifs sociaux

Les tarifs sociaux de l'énergie sont le tarif de première nécessité (TPN) en électricité et le tarif spécial de solidarité (TSS) en gaz.

Créé par le décret du 8 avril 2004, le TPN est en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Chaque fournisseur peut aujourd'hui le proposer et ce sous forme d'un abattement de 40 % à 60 % sur l'abonnement et sur 100 kWh par mois, en fonction du nombre de personnes au foyer. Son financement est assuré par la CSPE.

Créé en août 2008, le TSS est proposé par tous les fournisseurs de gaz, sous forme d'une déduction forfaitaire (en pied de facture ou versée par chèque individuel pour les utilisateurs de chauffage collectif) qui varie selon la consommation et le nombre de personnes au foyer. Son financement est assuré par la CTSS.

Les bénéficiaires du TPN et du TSS ont en outre le droit à la gratuité de la mise en service, ainsi qu'à un abattement de 80 % du coût du déplacement suite à une interruption de fourniture du fait d'un défaut de paiement.

### 4.1. Automatisation et extension de l'attribution

Fin 2011, le gouvernement a fait le constat d'un décalage important entre le nombre de bénéficiaires et celui des ayants-droit potentiels et de la grande complexité de la procédure d'attribution. A l'époque, les demandeurs devaient eux-mêmes se signaler auprès de leur fournisseur (ou du fournisseur de la chaudière de l'immeuble dans le cas d'un chauffage collectif au gaz).

A la suite de ce constat, le décret n°2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel a permis l'identification automatique par les fournisseurs des bénéficiaires potentiels. Dorénavant, les ayants-droit reçoivent une attestation leur indiquant que, sauf refus formel de leur part, ils bénéficieront des tarifs sociaux.

Par ailleurs, pour éviter toute rupture dans le versement du TPN/TSS par des bénéficiaires ayant oublié de reconduire leurs droits à la CMU-C, le décret n°2012-309 prolonge le bénéfice du TPN/TSS de six mois.

Dans sa délibération du 2 février 2012 portant avis sur le projet de décret, la CRE avait fait observer que la procédure reste excessivement complexe, en raison notamment du nombre d'acteurs qu'elle fait intervenir et des nombreux flux d'information qui transitent entre eux (cf. Figure 92 et Figure 93).

Enfin, suite à la publication du décret n° 2013-1031 du 15 novembre 2013 portant extension à de nouveaux bénéficiaires des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel, l'ensemble des fournisseurs, historiques et alternatifs, peuvent désormais proposer le TPN. Avant cette date, seuls les fournisseurs historiques le pouvaient.

**Figure 92 : Procédure d'attribution du TPN**

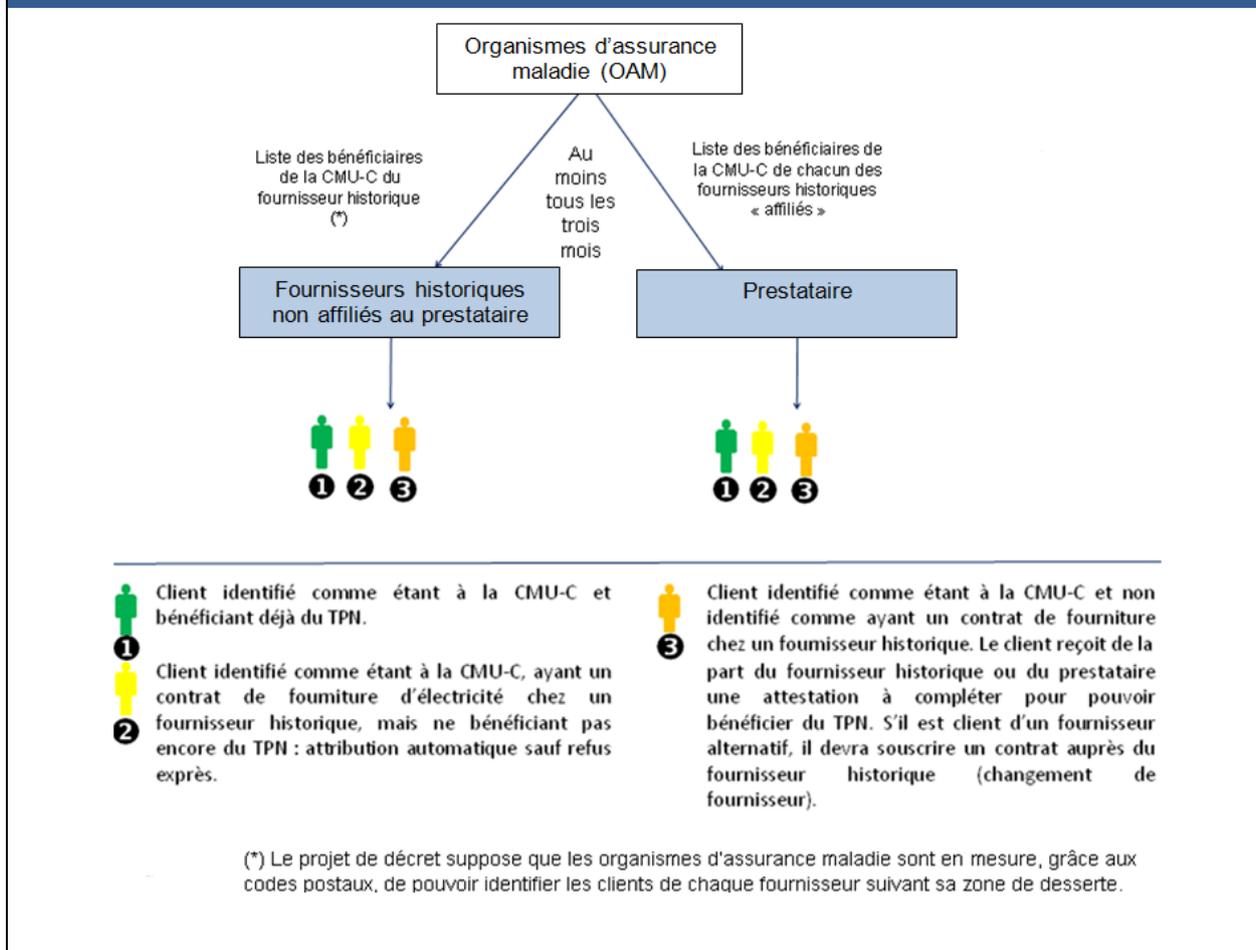
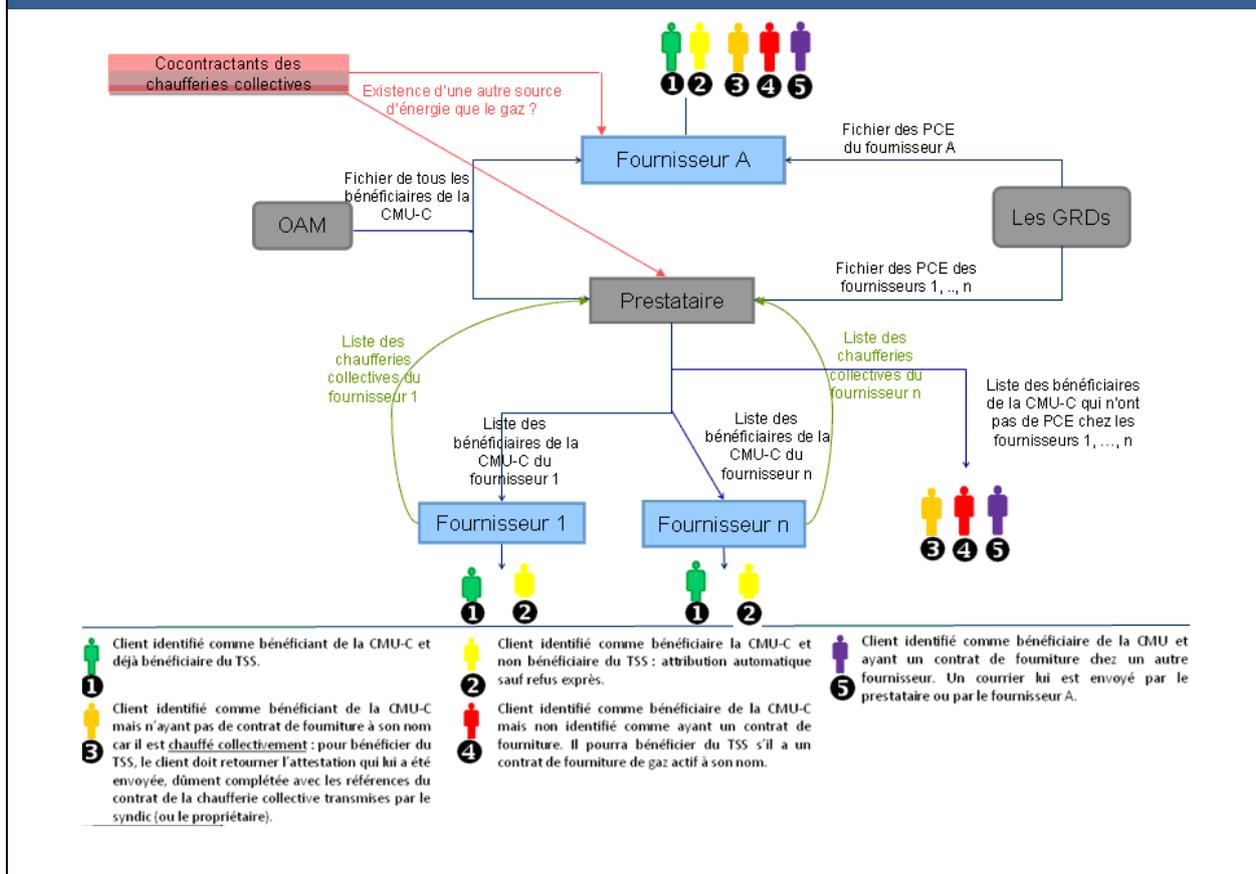


Figure 93 : Procédure d'attribution du TSS



A l'occasion du calcul des charges de CSPE et de CTSS constatées en 2012, la CRE a échangé avec les fournisseurs qui ont mis en œuvre cette nouvelle procédure d'attribution du TPN/TSS. Au stade actuel de ces échanges, la CRE ne peut exclure que la procédure d'attribution automatique du TPN/TSS n'ait pas été mise en œuvre de manière optimale, en particulier en ce qui concerne les échanges d'information entre les fournisseurs et le prestataire chargé de transmettre la liste des ayants droits identifiés par les organismes d'assurance maladie. Des investigations complémentaires seraient nécessaires pour déterminer plus précisément les potentielles limites liées à cette nouvelle procédure d'attribution.

#### 4.2. Elargissement des critères d'éligibilité et modification du format des aides

Par arrêté du 21 décembre 2012 portant modification de l'annexe du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004, le montant « plafond » des ressources permettant de bénéficier du TPN (et du TSS) a été remplacé par celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé, dite ACS, augmentant le nombre de bénéficiaires. La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes étend les critères d'éligibilité aux tarifs sociaux de l'électricité et du gaz en introduisant un critère d'éligibilité supplémentaire fondé sur le revenu fiscal de référence. Le fichier des ayants droit sera désormais établi à partir d'information provenant des organismes maladie et de l'administration fiscale. L'ajout de ce nouveau critère vise à étendre le nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux pour atteindre la cible de 4 millions de foyers bénéficiaires (soit environ 8 millions de personnes).

La loi prévoit également l'extension du TPN/TSS aux gestionnaires de résidences sociales, au sens de l'article L.633-1 du code de l'habitation et de la construction. S'agissant plus particulièrement du TPN, la loi étend sa mise en œuvre à l'ensemble des fournisseurs d'électricité, ainsi que l'a préconisé la CRE dans sa délibération du 2 février 2012. Les fournisseurs alternatifs pourront donc proposer le TPN à leurs clients, et être compensés des surcoûts en résultant, dans les conditions définies à l'article L.121-8 du code de l'énergie.

Le décret n°2013-1301 du 15 novembre 2013 portant extension à de nouveaux bénéficiaires des tarifs sociaux de l'électricité et gaz naturel introduit la forfaitisation du TPN à l'instar du TSS, en supprimant la référence aux tarifs réglementés de vente.

### 4.3. Le poids des frais de gestion

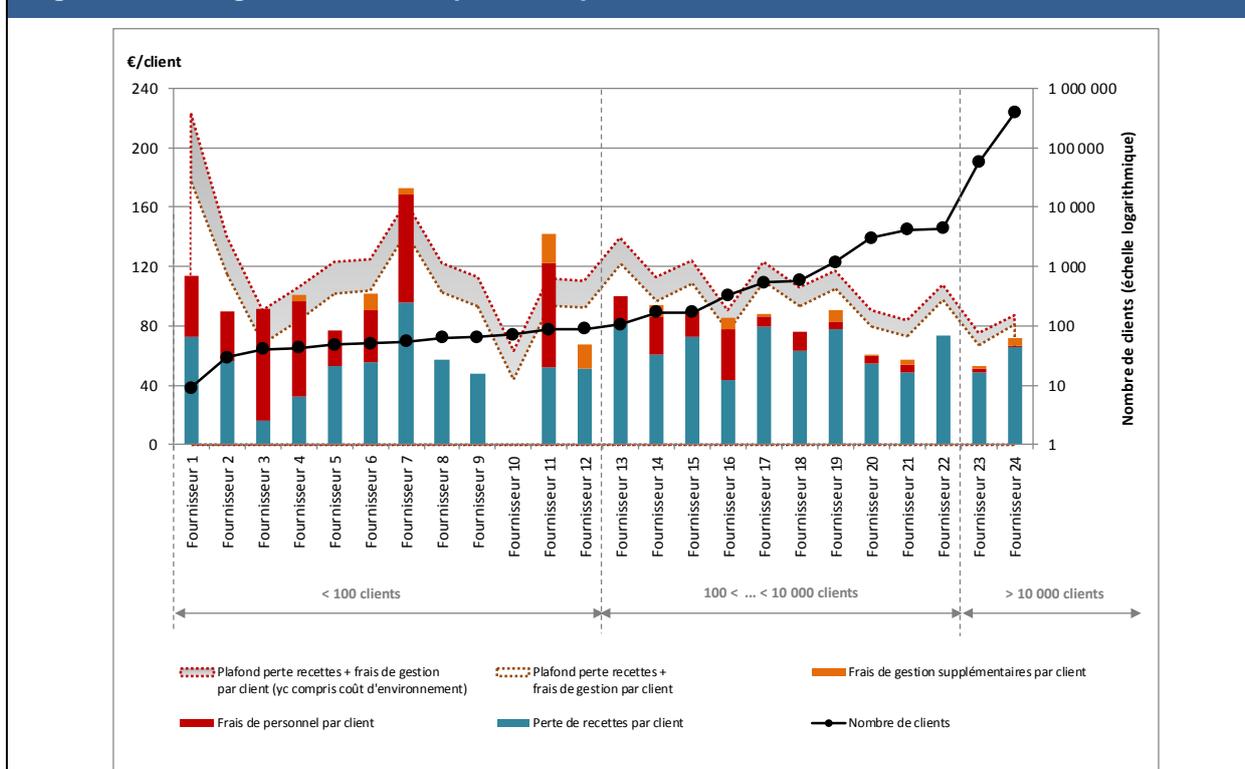
Les décrets instituant le TPN et le TSS prévoient la prise en compte des frais spécifiques supportés par les fournisseurs du fait de la mise en œuvre de ces tarifs (rémunération du personnel, gestion des appels, gestion des attestations, affranchissement, développement d'outils informatiques, etc.).

De manière à diminuer les frais de gestion, notamment les coûts d'affranchissement, EDF et GDF SUEZ ont décidé d'avoir recours à un organisme commun. Ce dernier a été désigné sur la base d'un cahier des charges rédigé conjointement par les deux fournisseurs. Le nouveau marché a été remporté en juillet 2011 par la société Xerox, avec sous-traitance de la gestion des centres d'appels à Acticall. Dans le cadre de ce marché, les ELD et les fournisseurs alternatifs peuvent bénéficier de certains services proposés par ce prestataire, moyennant rémunération, à travers une clause de stipulation pour autrui. Les coûts d'affranchissement sont supportés en totalité par EDF et GDF SUEZ.

Actuellement, les frais de gestion représentent environ 10 % du montant total des pertes de recettes dues à l'application des tarifs sociaux. La CRE constate une forte disparité dans les coûts de gestion exposés à la compensation. Le niveau des coûts de gestion exposés, rapportés au nombre de clients bénéficiaires, diverge fortement entre les fournisseurs qu'il y ait recours ou non à un prestataire extérieur. Les coûts de gestion varient de 4,8 € par client à 90,1 € par client pour les fournisseurs de gaz naturel au TSS (cf. Figure 94) et de 5 € par client à 211 € par client<sup>86</sup> pour les fournisseurs d'électricité au TPN.

A titre d'exemple, la Figure 94 montre la dispersion des charges dues au titre du TSS par client et par fournisseur. Ces charges sont analysées au regard de l'hypothèse de la CRE de fonctionnement optimal. Cette analyse générique est complétée ensuite par l'analyse de chaque cas particulier. Les vérifications opérées ont révélé, pour certains opérateurs, une gestion non optimale du dispositif.

Figure 94 : Charges dues au TSS par client par fournisseur



Source : CRE

<sup>86</sup> Cas extrême d'une ELD ayant un seul client au TPN : 552 € par client

#### 4.3.1. Quelles évolutions ?

Comme indiqué par la CRE dans son avis du 27 août 2013<sup>87</sup>, pour simplifier la procédure d'attribution des tarifs sociaux, la CRE suggère que les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel aient l'obligation de faire appel à un organisme agissant pour leur compte, commun à l'ensemble des fournisseurs. Cet organisme devra être désigné au terme d'une procédure de mise en concurrence sous l'égide de l'Etat, à l'image de ce qui a été fait pour désigner le gestionnaire des garanties d'origine du biométhane.

Pour pallier l'asymétrie d'information existant au niveau des coûts de gestion, la CRE suggère que le prestataire commun et les organismes d'assurance maladie lui transmettent avant le 31 mars de l'année N+1, les rapports d'activité de l'année N, comprenant le détail des coûts facturés aux fournisseurs, relatifs à l'identification des ayants droit et à la gestion des dispositifs. Pour ce qui concerne les frais de personnel des fournisseurs, la CRE préconise de définir une liste exhaustive des missions et des activités éligibles à la compensation.

En outre, afin d'inciter les fournisseurs à gérer de façon optimale la mise en œuvre des dispositifs relatifs aux tarifs sociaux et ainsi de minimiser, *in fine*, les charges de service public portées par les consommateurs de gaz naturel et d'électricité, la CRE estime nécessaire de modifier les modalités de calcul de compensation de ces charges. La CRE considère que le plafonnement de frais de gestion doit être fixé pour chaque fournisseur en fonction de critères établis au regard du nombre de clients bénéficiaires des tarifs sociaux au titre de l'année considérée.

En dernier lieu, la CRE recommande qu'une réflexion soit engagée pour élaborer un mécanisme d'aide aux clients en situation de précarité énergétique plus simple, plus efficace et moins coûteux en frais de gestion. La CRE avait par ailleurs organisé le 22 mars 2013, en association avec le Médiateur National de l'Energie, un colloque sur le sujet suivant : « La précarité énergétique : comprendre pour agir ».

## 5. Les offres aux consommateurs professionnels

### 5.1. Analyse des prix sur le marché de détail de l'électricité

L'analyse porte ici sur l'étude des différentes composantes du tarif réglementé de vente.

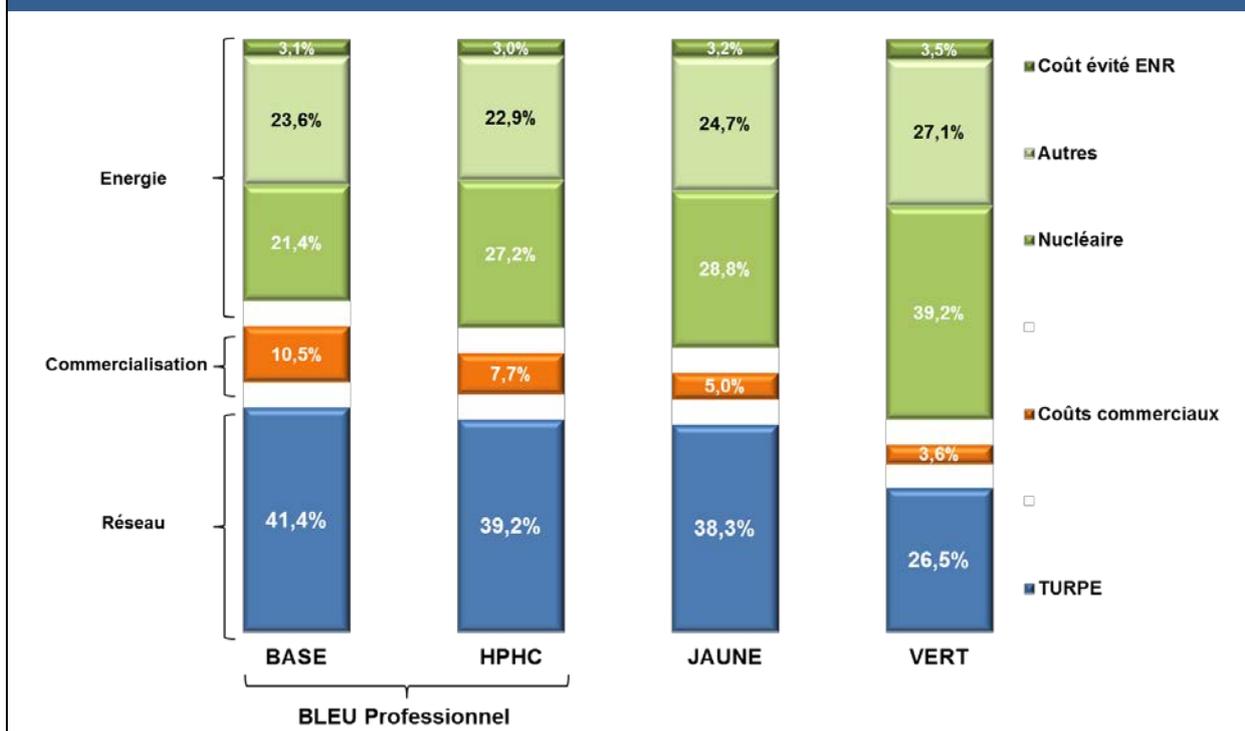
L'ensemble des hypothèses retenues ici sont les mêmes que celles présentées dans la partie 1.1.1 de la présente Section sur les offres aux consommateurs résidentiels.

Lors du mouvement du 1<sup>er</sup> août 2013, les tarifs bleus professionnels ont connu une hausse de +4,0 % pour les clients en option Base et de +6,1 % pour les clients en option Heures Pleines/Heures Creuses. Les clients au tarif jaune ont connu quant à eux une hausse moyenne de 2,7 %. Les clients au tarif vert n'ont en moyenne pas évolué lors de ce mouvement.

---

<sup>87</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 août 2013 portant avis sur le projet de décret relatif à l'extension des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel

**Figure 95 : Composantes théoriques d'une facture HT aux tarifs réglementés pour les clients professionnels (bleu professionnel, jaune et vert) au 1<sup>er</sup> août 2013**



Source : EDF - Analyse : CRE

## 5.2. Contrats long terme EDF

Afin de répondre aux problèmes de concurrence identifiés par la Commission européenne dans sa communication de griefs du 19 décembre 2008<sup>88</sup>, EDF a pris des engagements rendus obligatoires par une décision du 17 mars 2010 (COMP/39.386 « Contrats long terme France »).

Les contrats de long terme visés par cette procédure sont les contrats de fourniture d'électricité aux clients ayant exercé leur éligibilité et dont la consommation annuelle est supérieure ou égale à 7 GWh<sup>89</sup>.

Ces engagements sont de deux sortes :

- les engagements visant à limiter le volume de contrats long terme et leur durée ;
- les engagements concernant des clauses particulières de ces contrats et des offres d'EDF (suppression des restrictions à la revente, modalités de réorientation de l'énergie, ou encore proposition permettant de souscrire une fourniture complémentaire).

Ils sont valables pendant 10 ans, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010 pour l'engagement limitant les volumes et la durée des contrats de plus d'un an, et à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011 pour l'engagement relatif à la disparition de toute clause restrictive à la revente.

### Détail des engagements

#### Engagement sur les volumes

Cet engagement consiste à remettre sur le marché un certain nombre de contrats chaque année en mettant les consommateurs dans la situation de choisir leur fournisseur, et donc potentiellement d'en changer.

<sup>88</sup> La procédure a débuté en 2007. Elle avait notamment pour objet de stimuler l'activité concurrentielle sur le segment des plus gros consommateurs d'électricité.

<sup>89</sup> Clients dits « Grands clients industriels ».

Chaque année, selon le volume du portefeuille de contrats de long terme d'EDF (mesuré en consommation annuelle), cet engagement peut prendre deux formes :

Si le volume du portefeuille de l'année est supérieur ou égal à celui de l'année 2009 (année de référence), EDF s'engage à ce que le volume remis sur le marché<sup>90</sup> soit :

- au moins égal à 60 % du volume du portefeuille ;
- pour la moyenne de toutes les années civiles depuis 2009, au moins égal à 65 % du volume du portefeuille.

Si le volume du portefeuille de l'année est inférieur à celui de l'année 2009, EDF s'engage à ce que le volume non remis sur le marché soit inférieur à un volume d'une vingtaine de térawattheures déterminé à partir de l'évolution du marché par rapport à l'année 2009.

#### Engagement sur la durée des contrats

EDF s'engage par ailleurs à ce que la durée des contrats de fourniture d'électricité qu'elle conclut avec les grands clients industriels n'excède pas 5 ans. La Commission européenne, dans sa décision du 17 mars 2010, a estimé qu'une clause de sortie gratuite proposée au client au moins tous les 5 ans à partir de la cinquième année de fourniture satisfaisait également à cet engagement.

#### Autres engagements

EDF s'engage également :

- à ce que ses offres aux clients concernés comprennent une formule contractuelle permettant au client de souscrire une fourniture complémentaire auprès d'un autre fournisseur de son choix ;
- à faire disparaître des contrats futurs et existants toute clause de restriction à la revente. Dans ce nouveau cadre, le client pourra, selon son choix, revendre lui-même tout ou partie de l'énergie achetée au titre de son contrat ou demander à EDF de s'occuper de la redirection, moyennant le respect d'un préavis ne pouvant excéder ce qui est techniquement nécessaire et le paiement de frais afférents à cette prestation.

#### **Contrôle**

EDF a pour obligation de transmettre le 31 mars de chaque année un rapport annuel sur le respect de ces engagements à la Commission européenne ainsi qu'à la CRE, afin qu'elles s'assurent du respect des engagements pris. Ce rapport se fonde sur des données auditées par un tiers indépendant.

La CRE a analysé le rapport portant sur l'année civile 2012 et a pu vérifier que l'ensemble des engagements d'EDF au titre de cette année ont été respectés.

Concernant les volumes remis sur le marché et les durées des contrats, les contrôles de la CRE ont été effectués à partir des données issues d'un système d'information spécifiquement développé par EDF et contrôlé par le tiers indépendant.

Pour ce qui est de la suppression des clauses de restriction à la revente ainsi que des offres de fourniture complémentaire, l'analyse s'appuie uniquement sur les déclarations d'EDF, sur les contrôles effectués par le tiers indépendant ainsi que sur la robustesse de la méthodologie statistique que ce dernier a utilisé pour mener son analyse.

### **5.3. Les stratégies des gros consommateurs et groupements d'achat en gaz naturel**

Le contexte économique actuel et la volonté des entreprises de réduire les coûts ont poussé les acteurs à s'impliquer davantage dans la gestion et l'optimisation de leurs approvisionnements en gaz naturel. Le regroupement de plusieurs sites pour l'approvisionnement ou l'achat de gaz naturel directement sur le marché de gros présentent dans cette perspective des possibilités intéressantes mais restent réservés à des entités de taille relativement conséquente.

---

<sup>90</sup> Pour une année donnée, le volume remis sur le marché est la somme des volumes suivants :

- volume des contrats d'un an de l'année
- les volumes de chaque autre contrat d'une durée supérieure à un an divisé par la durée du contrat (dans ce calcul, toute option de sortie gratuite est considérée comme une fin de contrat)

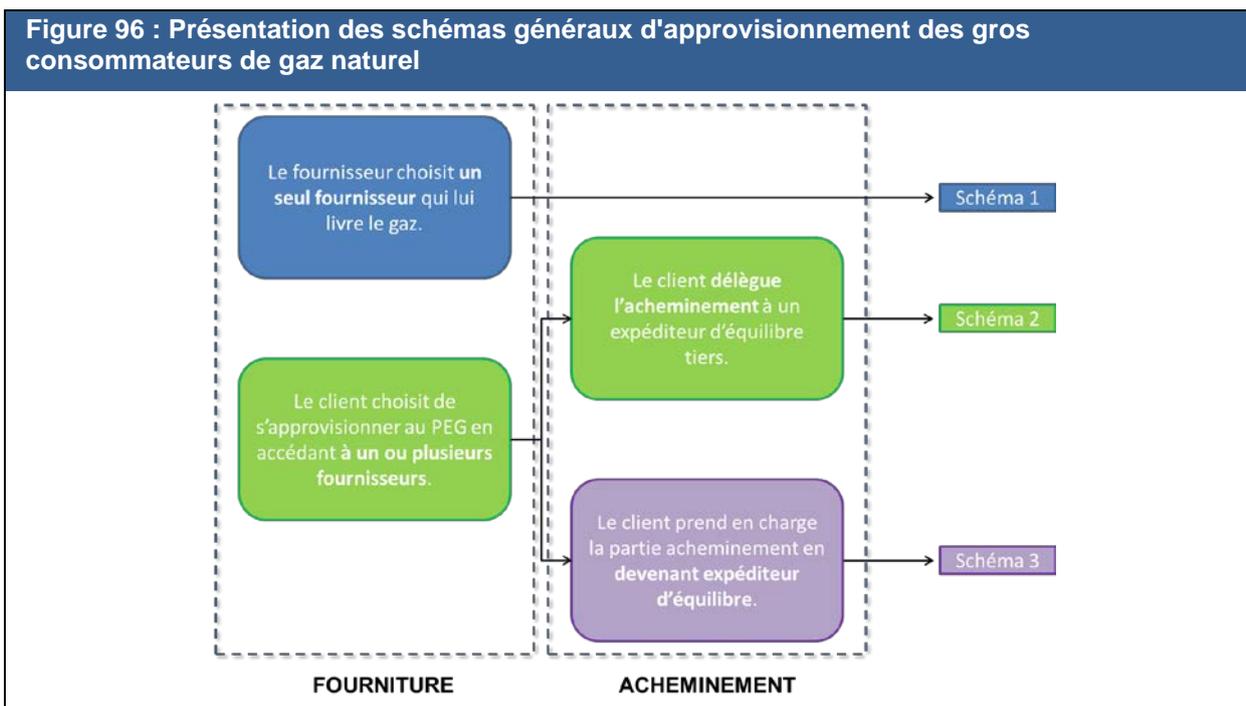
Les données et les explications présentées ici sont issues de présentations et d'échanges avec les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel (GRT Gaz et TIGF).

**Les consommateurs ont la possibilité de s'approvisionner directement sur le marché de gros au PEG**

Historiquement, un client contractualise avec un fournisseur qui gère à la fois la partie achat de gaz en amont et la partie acheminement sur les réseaux de transport et de distribution. Du fait de l'ouverture à la concurrence des marchés et de la mise en place de points d'échanges de gaz (PEG)<sup>91</sup>, de plus en plus de clients se fournissent directement au PEG en échangeant du gaz sur les marchés de gros avec différents acteurs et en optimisant eux même leur approvisionnement (tout en supportant les risques). D'autre part, s'il ne la délègue pas à un tiers, ils peuvent prendre en charge la partie acheminement du gaz en devenant expéditeur d'équilibre.

L'accès au PEG implique de la part des clients de définir des stratégies d'optimisation de leurs achats qui relèvent de leur capacité à prévoir au mieux le volume et le profil de leur consommation. La décision ou non d'effectuer l'approvisionnement au PEG dépendra également de la part que prend le gaz dans le prix de revient du produit final. Ainsi, certains clients ayant une consommation inférieure à 300 MWh/an ont choisi de s'approvisionner au PEG alors que d'autres, très gros consommateurs de gaz, n'ont pas choisi ce type de schéma.

Les clients ont le choix entre différents schémas d'approvisionnement selon que les clients choisissent ou non de prendre en charge la part fourniture et/ou la part acheminement du gaz (et donc la responsabilité d'équilibrage de l'approvisionnement). Ces différents schémas sont résumés ci-dessous (le schéma 1 étant la méthode historique d'approvisionnement des consommateurs sur le marché de détail auprès d'un fournisseur gérant l'ensemble des composantes de la facture) :



Sources : GRTgaz, TIGF

Les schémas présentés ci-dessus peuvent être utilisés pour les gros consommateurs raccordés au réseau de transport mais également par ceux qui sont raccordés au réseau de distribution. Les consommateurs peuvent accéder à ce type de schémas d'approvisionnement sur les deux réseaux de transport en France à savoir GRT Gaz et TIGF.

<sup>91</sup> Voir lexique pour la définition

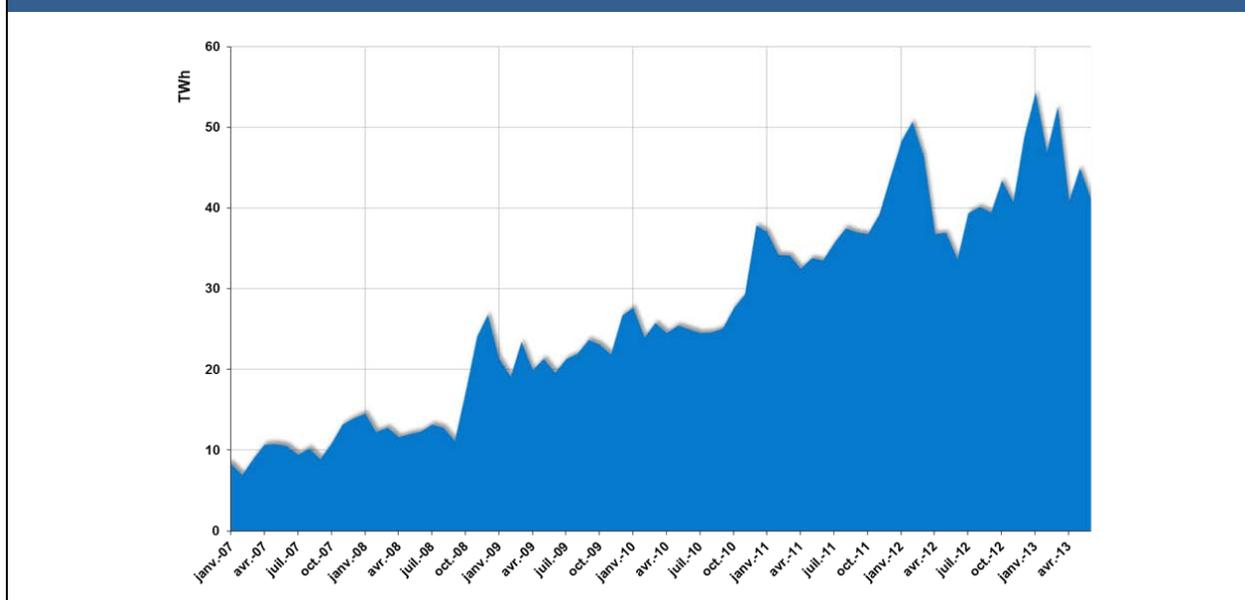
Les clients qui souhaiteraient se fournir directement au PEG via le Schéma 2 ou 3 doivent au préalable obtenir une autorisation de fourniture spécifique auprès de la Direction Générale de l’Energie et du Climat (DGEC). Elle permet au client de se fournir au PEG sans toutefois dépasser le volume de gaz qu’il a consommé durant l’année civile<sup>92</sup>. La liste des clients ayant obtenu une telle autorisation est publiée sur le site de la DGEC.

Par ailleurs, la garantie bancaire pour les clients bénéficiant de cette autorisation a été abaissée de 100 000 € à 20 000 € pour le réseau GRT Gaz, permettant à davantage de clients d’accéder au PEG.

Depuis 2008, le volume annuel moyen consommé par les nouveaux entrants sur le réseau GRT Gaz est passé de 4,5 TWh/an à 0,1 TWh/an en 2012 (volume assez stable depuis 2010).

Les volumes échangés sur le marché de gros au PEG en amont ont en parallèle significativement progressé ces dernières années (cf. Figure 97) avec environ 90 acteurs actifs sur le marché de gros amont preuve d’un réel dynamisme sur ce segment de marché (représentant de l’ordre de 40 à 50 TWh de gaz naturel échangé par mois en 2013). A titre de comparaison, 34 acteurs proposent des offres de gaz sur le marché de détail. L’offre est donc significativement plus diversifiée en amont sur le PEG.

Figure 97 : Livraisons de gaz aux PEG<sup>93</sup>



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

### **Regrouper les sites pour optimiser la facture de gaz naturel**

Afin d’optimiser leur facture en gaz naturel, il est intéressant pour certains gros consommateurs de regrouper la fourniture de leurs différents sites ou de s’associer entre eux afin d’obtenir des prix plus compétitifs.

En particulier, le schéma 3, et dans une moindre mesure le schéma 2, nécessitent des frais relativement importants et des ressources techniques et humaines conséquentes qui peuvent constituer un frein pour les clients qui n’ont pas une taille suffisante.

Pour pallier ce problème, certains clients peuvent choisir de mutualiser l’approvisionnement de leurs sites industriels afin de se voir offrir des offres plus intéressantes par les fournisseurs en aval ou afin de leur permettre de profiter des avantages d’un accès direct sur le marché de gros (PEG) en amont – comme énoncé plus haut – en mutualisant les coûts. Par exemple, il existe aujourd’hui 25 groupes industriels représentant plus de 200 sites qui sont dans le cadre de schémas *Active* ou *Solo* (schémas 2 et 3) sur le réseau GRT Gaz.

<sup>92</sup> Décret n°2004-250 du 19 mars 2004 relatif à l’autorisation de fourniture de gaz

<sup>93</sup> Sur ce graphique figurent toutes les livraisons issues des échanges de gaz entre les acteurs du marché de gros, y compris l’approvisionnement des opérateurs de réseau pour des besoins opérationnels

Concernant les clients suivant un schéma d'approvisionnement « historique » – c'est-à-dire qui choisiraient de rester auprès d'un fournisseur gérant à la fois la partie fourniture et acheminement (Schéma 1 ou *Integral* chez GRT Gaz) – ceux-ci se voient proposer des offres de plus en plus complexes et flexibles en aval sur le marché de détail par les fournisseurs (qui profitent probablement du dynamisme des échanges sur le PEG). Dans ce cadre, il est également intéressant pour certains consommateurs de se regrouper sous la forme de groupements d'achat *ad hoc* pour permettre aux fournisseurs d'optimiser les offres qu'ils proposent. Les acheteurs représentant des groupements d'achat sont de plus en plus nombreux aujourd'hui.

Le rôle des groupements d'achats vis-à-vis de leurs membres varient beaucoup d'un groupement à un autre. Parmi les acheteurs issus de groupements d'achats, certains se limitent à partager de bonnes pratiques, d'autres négocient les contrats pour chacun de leurs membres de façon indépendante, et d'autres encore établissent une stratégie d'achat sur la base du cumul des consommations de l'ensemble des sites rattachés, négocient les contrats et portent le risque prix. Ainsi le terme « groupement d'achat » englobe un ensemble de pratiques significativement différentes.

Les groupes d'industriels ayant choisi d'acheter leur gaz directement au PEG via un schéma d'approvisionnement 2 ou 3 (*Active* ou *Solo* sur le réseau GRT Gaz) ne sont pas spécialement organisés en groupement d'achats.

#### **UniHA – Un exemple avec le groupement d'achat des Hôpitaux**

Le Groupement de Coopération Sanitaire UniHA est le réseau coopératif d'achats groupés de 58 établissements hospitaliers publics français, dont trente-deux CHU-CHR et vingt-six centres hospitaliers. UniHA est devenu le premier acheteur public français, achetant en 2012 pour 1,885 milliard d'euros au service de ses adhérents et générant 63 millions d'euros de gains sur achats.

Fin septembre, il a été annoncé que le groupement UniHA<sup>94</sup> – associé à l'Ugap (centrale d'achat public), au ministère de la Défense, à des adhérents de la Fepah (fédération des établissements hospitaliers) et à des Sara (autorité de santé) – avait notifié des accords-cadres à sept fournisseurs : EDF, Eni, ES Energie, Gas Natural Fenosa, Gaz de Bordeaux, GDF SUEZ et Tegaz.

Il s'agit à ce jour du plus important appel d'offres en gaz naturel qui ait été publié. Il représente un volume de 2 TWh pour une centaine de sites.

Le groupement a notifié l'accord-cadre aux fournisseurs retenus le 23 septembre 2013. D'octobre à décembre, les marchés subséquents<sup>95</sup> sont publiés et les fournisseurs sont sélectionnés. La livraison effective débutera le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

L'objectif des accords-cadres est de permettre aux fournisseurs de s'engager à proposer une offre à une date donnée mais en se positionnant sur le prix final uniquement lors de la mise en concurrence sur les marchés subséquents. Cela permet d'éviter d'engager des garanties de prix trop importantes dans le cas où le prix serait fixé trop en amont.

Cette opération devrait rapporter un gain (au stade de l'accord-cadre) d'au moins 12 millions d'euros par an par rapport au niveau du tarif réglementé (soit -13 %) faisant passer la facture de 94 M€/an à 82 M€/an.

#### **5.4. Les exonérations de CSPE accordées aux industries électro-intensives**

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est payée par tous les consommateurs finals d'électricité au prorata des kWh consommés. Sous certaines conditions, les entreprises peuvent bénéficier d'une exonération partielle de cette contribution.

Trois types d'exonération existent :

- la contribution par site est plafonnée à 569 418 € au total<sup>96</sup> ;

<sup>94</sup> Le groupement d'achat de gaz naturel a été coordonné par les Hospices Civils de Lyon.

<sup>95</sup> Les marchés subséquents permettent de mettre en concurrence les différents fournisseurs à qui un tel accord-cadre a été notifié. Les marchés subséquents peuvent compléter les dispositions prises dans l'accord-cadre mais ne le modifient pas dans sa substance.

<sup>96</sup> Valeur pour 2013, ce plafond évoluant chaque année à l'inflation.

- pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an, la contribution est plafonnée à 0,5 % de la valeur ajoutée ;
- pour les consommateurs d'électricité autoproduite, à concurrence de 240 GWh.

A l'occasion de la rédaction d'une note d'analyse de la compétitivité des entreprises électro-intensives en Allemagne et en France<sup>97</sup>, les services de la CRE ont évalué l'impact de ces différents mécanismes de plafonnement sur la contribution effectivement payée par un panel de cent soixante sites représentatifs des industriels électro-intensifs.

Ces sites bénéficient tous du plafonnement de la contribution par site. Ce mécanisme, appliqué automatiquement sur la facture dans la plupart des cas, conduit à un taux moyen de CSPE payé par ces sites de 2,2 €/MWh en 2012, soit cinq fois moins que la contribution unitaire en vigueur pour cette année.

Par ailleurs, la moitié des sites de ce panel bénéficient également du plafonnement de la CSPE payée par un industriel électro-intensif à 0,5 % de sa valeur ajoutée. Pour ces sites, la contribution moyenne effectivement payée en 2011<sup>98</sup> est de 0,5 €/MWh, ce qui représente environ 6 % de la contribution en vigueur en 2011. Sur l'ensemble du panel, la prise en compte du plafonnement à la valeur ajoutée réduit la CSPE moyenne effectivement payée d'environ 0,5 €/MWh.

Les mécanismes d'exonération de la CSPE ont pour corolaire de réduire l'assiette des kWh contributeurs sur laquelle elle est établie, et d'augmenter en conséquence la contribution unitaire nécessaire au financement des charges. Pour l'année 2014, le volume des consommations exonérées de contribution a été évalué à 87 TWh, soit 19 % de la consommation intérieure prévisionnelle. Ces exonérations augmentent la contribution unitaire théorique nécessaire pour couvrir les charges prévisionnelles 2014 de près de 4 €/MWh : elle s'élèvera à 22,5 €/MWh pour 2014, contre 18,2 €/MWh dans l'hypothèse où la totalité de la consommation intérieure participerait au financement des charges de service public.

Le plafonnement de la contribution par site constitue la principale exonération. Le niveau de consommation nécessaire pour atteindre le plafond diminue d'année en année du fait d'une augmentation de la contribution unitaire très supérieure à celle du plafond, qui est indexé sur l'inflation. Ainsi, un nombre croissant de site bénéficie de ce dispositif.

**Tableau 19: Résultat de l'analyse des données de coûts**

	2010	2011	2012	2013
<b>Taux CSPE [€/MWh]</b>	4,5	7,5 puis 9	9 puis 10.5	13,5
<b>Plafond (k€)</b>	500	550	559	569
<b>Volume équivalent au plafond (GWh)</b>	111	~ 68	~ 57	42
<b>Nombre de bénéficiaires</b>	139	249	300	
<b>TWh exonérés</b>	50,3	~ 50,8	~ 50,6	
<b>Exonération de contribution (M€)</b>	226	~ 413	~ 493	

En complément de ce premier dispositif, une société industrielle consommant annuellement plus de 7 GWh peut demander le plafonnement de sa contribution à 0,5 % de sa valeur ajoutée. Compte tenu de l'augmentation rapide de la contribution unitaire et d'un contexte économique peu favorable, le volume exonéré au titre de ce second mécanisme croît également à un rythme soutenu.

De plus, cette exonération présente un biais problématique. En effet, compte-tenu des effets de seuil, elle peut inciter certaines sociétés à consommer davantage que leurs stricts besoins pour atteindre le plafond de consommation minimale de 7 GWh qui leur permet de bénéficier de l'exonération.

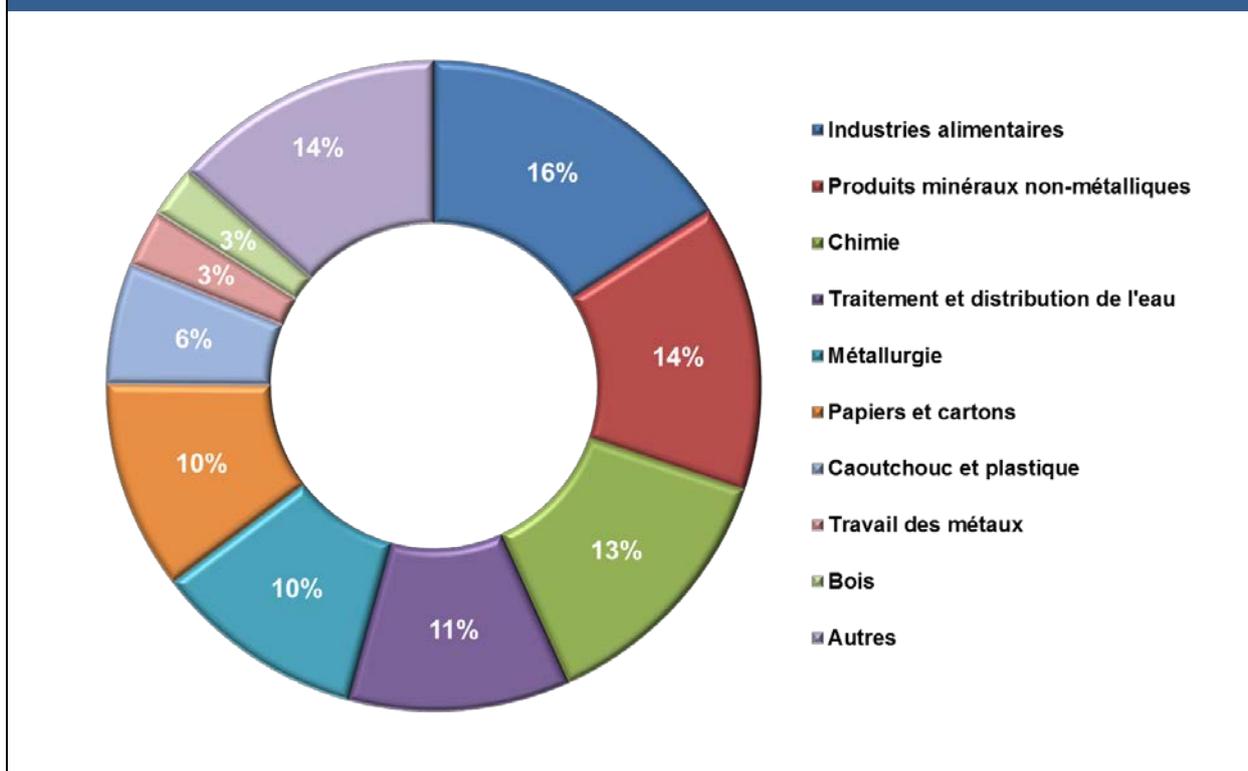
<sup>97</sup> Le contexte et les résultats de cette analyse sont présentés à la section 4.

<sup>98</sup> Les dernières données définitives connues sont celles de l'année 2011.

**Tableau 20: Résultat de l'analyse des données de coûts**

	2010	2011
Taux CSPE [€/MWh]	4,5	7,5 puis 9
Nombre de bénéficiaires	525	886
TWh exonérés	14,2	~18,8
Remboursements de contribution (M€)	63	153

La répartition des entreprises en bénéficiant par secteur d'activité fait l'objet de la figure suivante.

**Figure 98 : Ventilation des plafonnements à 0,5 % de la valeur ajoutée par secteur au titre de l'année 2011**

Un dernier dispositif prévoit l'exonération des kWh produits et autoconsommés à concurrence de 240 GWh par site de production. En 2012, 11 TWh ont été exonérés à ce titre. Parmi les industriels bénéficiant de cette exonération, on retrouve en premier lieu les sociétés de production d'électricité ainsi que les industries alimentaires, métallurgiques, chimiques et pétrochimiques, les raffineries et les papeteries.

## 5.5. Suppression des tarifs réglementés de vente

### **Suppression des tarifs réglementés de vente de gaz**

Le projet de loi relatif à la consommation, actuellement en discussion au Parlement, prévoit que les tarifs réglementés de vente pour les consommateurs non résidentiels, dont la consommation est supérieure aux niveaux indiqués dans le tableau ci-dessous, seront progressivement supprimés à partir de 2014, afin de se mettre en conformité avec le droit européen.

Depuis l'ouverture du marché, de nombreuses offres de marché se sont développées à côté des tarifs réglementés, ce qui a permis à de nombreux sites non résidentiels de passer d'ores et déjà à des offres de marché (pour les sites non résidentiels, seulement 23 % de la consommation de gaz est encore fournie par des tarifs réglementés).

Dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz, publié en janvier 2013, la CRE avait recommandé la suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les grands consommateurs, à partir des tarifs B2S et au-delà.

La suppression se ferait par étapes selon le type de consommateur d'après le calendrier suivant :

Date de fin des TRV	Catégories professionnelles concernées	Exemples
3 mois après la promulgation de la loi consommation	- les <b>très gros consommateurs professionnels</b> raccordés au réseau de transport - les <b>entreprises locales de distribution</b> dont le niveau de consommation est <b>supérieur à 100 000 MWh/an</b>	
1 <sup>er</sup> janvier 2015	<b>Les consommateurs non résidentiels</b> dont le niveau de consommation est supérieur à 200 MWh/an	- supermarchés, - bureaux dont la surface dépasse 1 600 m <sup>2</sup> , - établissements scolaires (collèges/lycées) - maisons de retraite - bâtiments hospitaliers - sites industriels - bâtiments administratifs
	Les <b>syndicats de copropriété</b> , éventuellement représenté par le syndic ou le propriétaire unique d'un immeuble à usage principal d'habitation (bailleur social) dont le niveau de consommation est supérieur à <b>200 MWh/an</b> .	- grandes copropriétés dont la consommation moyenne peut atteindre 1 GWh/an.
1 <sup>er</sup> janvier 2016	<b>Les professionnels</b> dont le niveau de consommation est supérieur à <b>30 MWh/an</b>	- PME : restaurants, bureaux de plus de 150 m <sup>2</sup> , ateliers, commerce de proximité de type supermarché de petite surface.
	Les <b>syndicats de copropriété</b> , éventuellement représenté par le syndic ou le propriétaire unique d'un immeuble à usage principale d'habitation (bailleur social) dont le niveau de consommation est supérieur à <b>150 MWh/an</b>	- Syndics d'immeubles gérant au-delà de 15 à 20 logements.
	<b>Les entreprises locales de distribution</b> dont le niveau de consommation est <b>inférieur à 100 000 MWh/an</b>	

Aux dates d'échéances mentionnées dans le tableau ci-dessus, les contrats concernés deviendront caduques. Le consommateur devra donc avoir signé avant l'échéance un nouveau contrat en offre de marché avec un fournisseur de son choix.

Les fournisseurs historiques auront l'obligation d'informer les consommateurs de la fin des TRV à trois reprises, et à des échéances précises, avant la date effective de suppression des TRV. Le contenu du courrier adressé par le fournisseur à ses clients sera préalablement validé par les pouvoirs publics.

Pour les consommateurs n'ayant pas souscrit d'offre de marché à l'échéance, ce dernier sera réputé avoir accepté les conditions contractuelles d'une offre de marché que son fournisseur lui aura adressée trois mois avant l'échéance et vers laquelle il sera automatiquement basculé. La durée d'exécution de ce contrat sera limitée à six mois et le consommateur aura la possibilité de le résilier à tout moment sans indemnité.

### **Suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité**

A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, l'ensemble des clients souscrivant des puissances strictement supérieures à 36kVA – correspondant aux tarifs jaunes et verts – ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente d'électricité. Seuls les clients bleus domestiques et professionnels en bénéficieront encore (art. L337-9 du code de l'énergie).

A l'instar du gaz naturel, la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité nécessite des dispositions d'accompagnement, de nature législative et réglementaire. Ces dispositions portent en particulier sur la question de l'accès, pour les fournisseurs alternatifs, au fichier des fournisseurs historiques comportant les données des clients concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente, et sur la gestion du cas des clients dits « orphelins », qui n'arrivent pas à trouver de fournisseur sans pour autant pouvoir bénéficier des tarifs réglementés. La CRE a d'ores-et-déjà lancé des travaux sur ces différentes questions et participe activement aux concertations réunissant les différents acteurs qui visent à préparer la fin des TRV en gaz et en électricité.

Un amendement au projet de loi consommation susmentionné prévoit ainsi d'étendre à l'électricité les dispositions envisagées pour accompagner la suppression des TRV en gaz.

## **6. Les charges de service public financées par les consommateurs d'électricité**

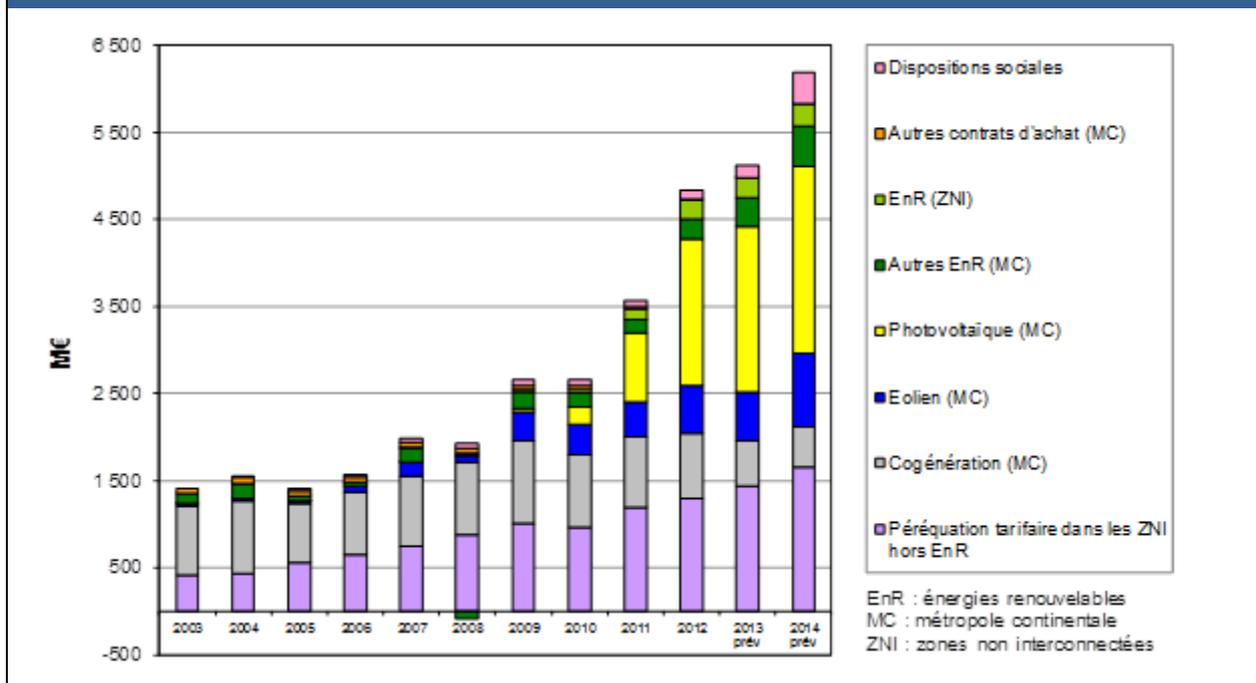
Les charges de service public d'électricité financent notamment :

- les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat et appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie);
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental dus à la péréquation tarifaire nationale ; les tarifs dans ces zones sont les mêmes qu'en métropole continentale alors que les moyens de production y sont plus coûteux ;
- les charges liées aux dispositions sociales en faveur des personnes en situation de précarité (tarif de première nécessité, tarif spécial de solidarité, aide au paiement des factures via le fonds social pour le logement).

### **6.1. Ventilation et évolution des charges de service public en électricité**

La Figure 99 révèle que la ventilation relative des charges de de service public a considérablement évolué depuis l'instauration de la CSPE. Les énergies renouvelables, marginales au début du dispositif, sont désormais prépondérantes. La péréquation tarifaire constitue un autre poste de charges important, dont le montant s'inscrit en forte croissance, si bien que la part de ces charges se maintient à environ 30 % de la totalité des charges de service public d'électricité. Les charges dues aux dispositions sociales, encore modérées, connaissent toutefois une hausse importante en raison de l'élargissement de l'assiette des bénéficiaires du TPN.

Figure 99 : Evolution de charges de service public de l'électricité au titre de l'année (2003 à 2014)

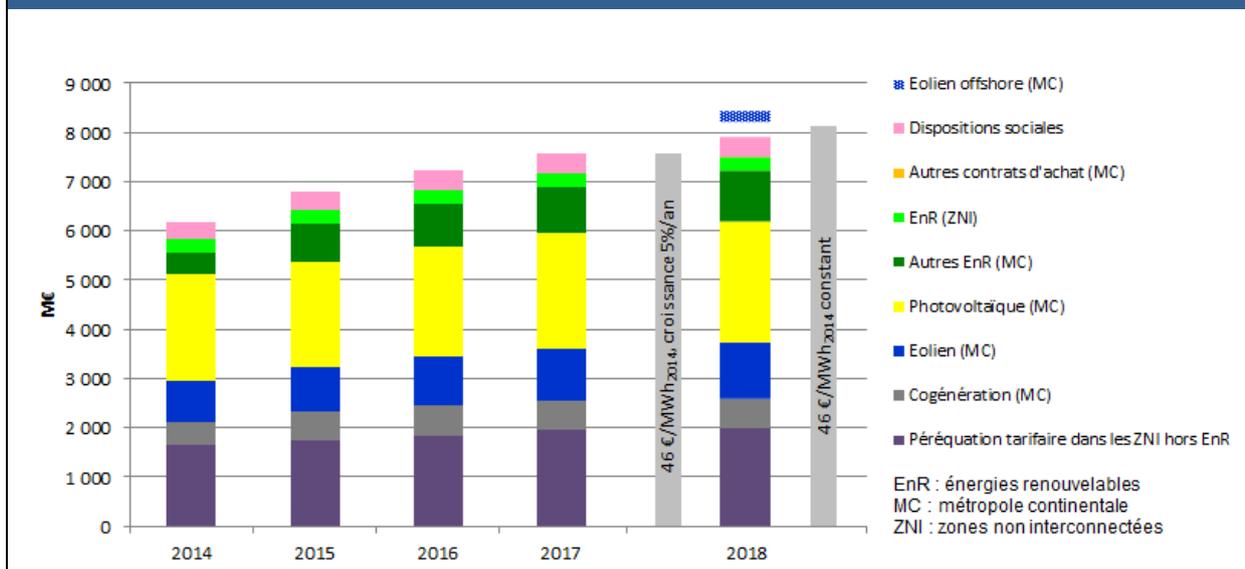


Analyse : CRE

La Figure 100 présente les charges de service public prévisionnelles estimées au titre des années 2014 à 2018. La chronique est fondée sur l'hypothèse d'une référence de coût évité unitaire moyen égale à 46 €/MWh en 2014, qui évolue ensuite à un rythme équivalent à celui de l'inflation (+ 2 % par an). Afin de prendre en compte l'incertitude sur les délais de construction des premières installations éoliennes en mer, dont la mise en service était initialement prévue en 2018, la charge correspondante est présentée séparément. Avec ces hypothèses, le montant total de charges en 2018 est évalué à 7 922 M€ (8 151 M€ avec les premières tranches des parcs éoliens en mer incluses).

Par ailleurs, les charges de service public en métropole continentale sont très sensibles aux prix de marché qui servent de référence pour le calcul du coût évité. Une étude de sensibilité a été réalisée afin d'évaluer l'impact de l'évolution dans le temps du coût évité unitaire moyen. Il en ressort que le montant total de charges hors éoliennes en mer est évalué à 7 584 M€ avec une hypothèse d'augmentation du coût évité unitaire moyen de 5 % par an et à 8 131 M€ si le coût évité unitaire moyen n'évolue pas par rapport à son niveau de 2014.

**Figure 100 : Évolution prévisionnelle des charges de service public de l'électricité au titre des années 2014 à 2018 (hypothèse de coût évité unitaire moyen de 46 €/MWh en 2014, croissance de 2%/an) et sensibilité à l'évolution du coût évité**



Analyse : CRE

### Charges à financer et contribution unitaire

Pour calculer les charges de service public à financer chaque année par la CSPE, il faut ajouter aux charges prévisionnelles au titre de chaque année N (cf. Figure 100) la régularisation de l'année N-2, ainsi que les reliquats de charges sur les années antérieures. A ces charges s'ajoutent les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et le budget de Médiateur national de l'énergie.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 a instauré une prime versée aux opérateurs d'effacement dont le coût s'ajoutera également, à terme, au périmètre des charges financées par la CSPE. Dans la mesure où le décret détaillant la méthodologie permettant de calculer la prime et l'arrêté tarifaire fixant le niveau de celle-ci ne sont pas promulgués au moment d'élaboration du rapport, l'hypothèse d'évolution de la charge correspondante a été estimée sur la base de la proposition de décret adressée par la CRE aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Enfin, la CRE a pris acte de l'engagement des ministres chargés du budget, des finances et de l'énergie en date du 14 janvier 2013 de résorber le déficit supporté par EDF au titre de la compensation de ses charges de service public de l'électricité d'ici 2018 d'une part et d'autre part du dédommagement de l'entreprise du manque à gagner<sup>99</sup>. Ce dernier coût, correspondant à la rémunération de la dette, n'est pas pris en compte à ce stade.

L'assiette de la CSPE a été établie à partir des prévisions d'évolution de la consommation française faites par RTE.

Le Tableau 21 présente la chronique d'évolution prévisionnelle des charges de service public à compenser par la CSPE. Elle est fondée sur l'hypothèse d'une augmentation de la contribution à concurrence du montant nécessaire pour couvrir les charges prévisionnelles, dans la limite de 3 €/MWh d'une année sur l'autre, conformément aux dispositions de la loi de finances pour 2011 applicables dans le cas où la CSPE n'est pas fixée par un arrêté du ministre chargé de l'énergie conforme à la proposition de la CRE. Cette augmentation limitée peut entraîner un défaut de compensation d'EDF sur une année N, qui se reporte sur l'année N+2.

Depuis 2009, le montant de la CSPE a été fixé à un niveau trop bas pour compenser la totalité des charges. Le déficit de compensation d'EDF a ainsi augmenté chaque année depuis cette date. Il devrait être résorbé en 2017.

<sup>99</sup> Dans la délibération du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014, la CRE calcule le niveau de déficit de couverture d'EDF correspondant au déficit supporté par EDF au titre de ses charges de service public mais ne calcule pas la rémunération à donner à ce déficit.

**Tableau 21: Évolution prévisionnelle des charges de service public de l'électricité (2014 à 2018)**

	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Charges prévisionnelles au titre de l'année N</b>	6 186	6 804	7 223	7 564	8 151
<b>Régularisation de l'année N-2 et reliquats</b>	2 238	2 035	2 246	1 629	1 083
<b>Prime aux opérateurs d'effacement</b>	4	11	17	24	30
<b>Frais de gestion CDC</b>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Budget de Médiateur</b>	6	6	6	6	6
<b>Charges à couvrir par la CSPE année N</b>	<b>8 435</b>	<b>8 856</b>	<b>9 493</b>	<b>9 223</b>	<b>9 270</b>
<b>CSPE théorique (€/MWh)</b>	22,50	24,1	25,3	24,6	24,2
<b>CSPE appliquée (€/MWh)</b>	<b>16,50</b>	<b>19,5</b>	<b>22,5</b>	<b>24,4</b>	<b>24,4</b>

Analyse : CRE

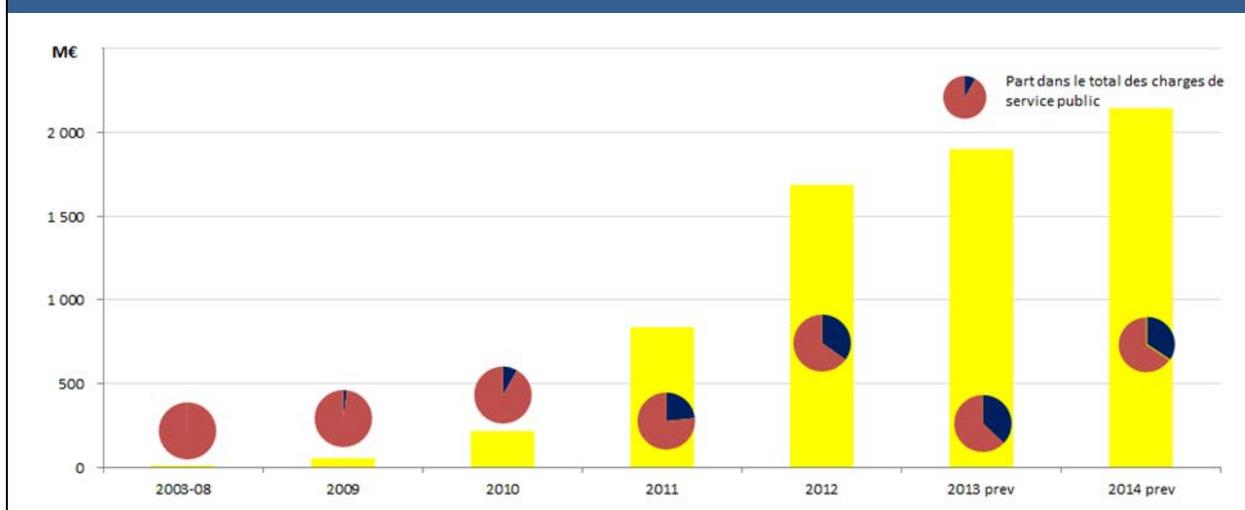
## 6.2. Un soutien à la cogénération et au solaire confirmé

La présente section dresse un état des lieux des filières photovoltaïques et cogénération. Au cours des douze derniers mois, ces deux filières ont bénéficié d'un renforcement des politiques de soutien public les concernant.

### 6.2.1. Solaire

#### Soutien public à la filière

**Figure 101 : Evolution des charges de service public de l'électricité liées au solaire**



Source : CRE

#### Les évolutions réglementaires de l'année 2013

Deux arrêtés ayant pour objet de modifier la rémunération des contrats d'obligation d'achat ont été publiés au Journal Officiel le 7 janvier 2013 : un arrêté portant majoration des tarifs de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 et un arrêté modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil. Sur ces deux textes, la CRE a émis un avis défavorable<sup>100</sup> dans la mesure où les tarifs

<sup>100</sup> Voir les délibérations du 20 décembre 2012 portant avis sur les deux projets d'arrêté.

proposés entraînaient une rémunération excessive des capitaux investis<sup>101</sup>, et parce qu'en outre ils ne respectaient pas certains principes de droit.

L'arrêté modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 conserve le principe d'une révision automatique trimestrielle du niveau des tarifs en fonction des demandes complètes de raccordement enregistrées au cours du trimestre précédent, mais prévoit un doublement des volumes cibles déclenchant l'ajustement tarifaire et limite la baisse à 20 % sur une année glissante. Par ailleurs, la distinction tarifaire selon la nature du bâtiment pour les installations de petite taille a été supprimée de manière à se conformer la décision du Conseil d'État du 12 avril 2012<sup>102</sup>.

L'arrêté portant majoration des tarifs de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil instaure une augmentation pouvant aller jusqu'à 10 % par rapport au tarif défini par l'arrêté du 4 mars 2011 pour les installations utilisant des composants photovoltaïques d'origine européenne. Pourtant, l'analyse des données de coûts d'investissement fournies par les candidats aux 3<sup>ème</sup> et 4<sup>ème</sup> périodes de l'appel d'offres lancé le 13 juillet 2011 portant sur des installations d'une puissance comprise entre 100 et 250 kWc n'avait pas permis à la CRE de constater un surcoût pour les installations dont les cellules et les modules photovoltaïques ont été fabriqués au sein de l'Espace Économique Européen. Par conséquent, cette majoration a pour effet d'augmenter le montant des charges de service public financées par les consommateurs.

**Tableau 22: Résultat de l'analyse des données de coûts**

	3ème période	4ème période
<b>Nombre de projets analysés</b>	226	362
<b>Nombre de projets dont soit les cellules soit les modules ont été fabriqués au sein de l'EEE</b>	124 (55 %)	177 (49 %)
<b>Nombre de projets dont les cellules et les modules ont été fabriqués au sein de l'EEE</b>	73 (32 %)	143 (40 %)
<b>Coût d'investissement pour les installations dont les cellules et/ou les modules ont été fabriqués hors de l'EEE (€/Wc)</b>	2,36	2,14
<b>Coût d'investissement pour les installations dont les cellules et les modules ont été fabriqués au sein de l'EEE (€/Wc)</b>	2,45	2,04
<b>Surcoût d'investissement pour les installations dont les cellules et les modules ont été fabriqués au sein de l'EEE (installations respectant les conditions de majoration)</b>	+ 3,7 %	- 4,9 %

Source : CRE<sup>103</sup>

A la suite du moratoire du quatrième trimestre 2010, le développement de la filière solaire a été soutenu en parallèle par le dispositif d'obligation d'achat et la procédure d'appel d'offres. A cet égard, la CRE s'interroge sur la cohérence à maintenir concomitamment des dispositifs qui conduisent à appliquer à des projets identiques, selon qu'ils sont présentés dans le cadre de l'obligation d'achat ou d'un appel d'offres, des tarifs d'achat pouvant varier du simple au double.

La filière a poursuivi son développement en 2013. Si les données transmises par les gestionnaires de réseau font état d'un ralentissement de la croissance du parc installé aux 3<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> trimestres 2012, les

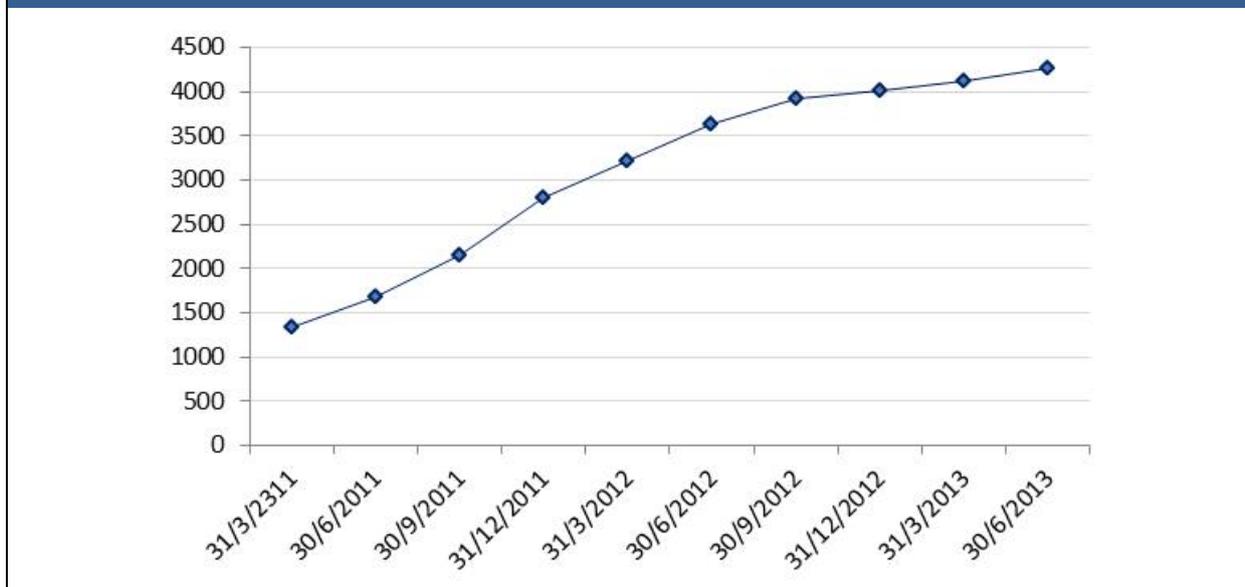
<sup>101</sup> Pour une installation intégrée au bâti d'une puissance inférieure à 3 kWc sur un bâtiment à usage d'habitation, la délibération de la CRE du 20 décembre 2012 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté tarifaire photovoltaïque du 4 mars 2011 fait état de taux de rendement internes pouvant atteindre jusqu'à 16,9 %.

<sup>102</sup> Conseil d'Etat, 12 avril 2012, *Syndicat national des producteurs d'énergie photovoltaïque et autres*, décision n° 337528 annulant partiellement l'arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

<sup>103</sup> Sur la base des informations déclarées par les candidats dans leurs dossiers de candidature aux troisième et quatrième périodes de candidature à l'appel d'offres lancé le 13 juillet 2011 portant sur des installations photovoltaïques de puissance comprise entre 100 et 250 kWc. Les dossiers pour lesquels les données étaient manquantes ou mentionnant deux possibilités pour le choix du fabricant dont l'un produisait dans l'EEE et l'autre en dehors n'ont pas été inclus dans l'échantillon. Dans le formulaire de candidature, les informations suivantes devaient être renseignées : « lieu de fabrication des modules ou des films photovoltaïques » et « lieu de fabrication des cellules photovoltaïques ».

deux premiers trimestres de l'année 2013 laissent entrevoir une reprise sans pour autant atteindre les niveaux de croissance de l'année 2011. Il reste toutefois difficile d'interpréter ces variations dans la mesure où les gestionnaires de réseau ne communiquent pas sur la puissance cumulée sortie de la file d'attente à la suite d'un abandon.

**Figure 102 : Puissance installée (MW)**



Source : Commissariat général au développement durable, SOeS, d'après des données ERDF, RTE, EDF SEI et les principales ELD.

La réduction des coûts d'investissement permet aujourd'hui à des projets spécifiques de voir le jour sans soutien public. En effet, de plus en plus de projets regroupent plusieurs entreprises consommant elles-mêmes l'électricité photovoltaïque qu'elles produisent, hors du cadre de l'obligation d'achat. La rentabilité de ces projets ne provient pas de la vente de l'électricité produite au tarif d'obligation d'achat mais de l'économie réalisée sur la consommation de l'électricité produite par les panneaux photovoltaïques en substitution d'une électricité qui aurait dû être achetée à un fournisseur. L'économie réalisée sur le prix de l'électricité, qui inclut coûts de fourniture, coûts d'acheminement CSPE et taxes, permet ainsi à certains producteurs-consommateurs d'atteindre un équilibre économique. La CRE a pu l'objectiver au travers d'une étude économique portant sur une installation photovoltaïque en surimposition sur la toiture d'un bâtiment industriel qui consomme l'électricité aux heures de production, évitant ainsi l'investissement dans un système de stockage<sup>104</sup>.

Toutefois, les tarifs d'achat, très supérieurs au prix de l'électricité, et la structure des mécanismes de soutien à la filière solaire n'encouragent pas aujourd'hui les initiatives d'autoconsommation.

### 6.2.2. Cogénération

#### Soutien public à la filière

Au 31 décembre 2012, 524 installations de cogénération, dont 15 d'une puissance supérieure à 12 MW, bénéficiaient d'un contrat obligation d'achat. Les installations de petite taille (< 12 MW) sont, pour une large majorité, associées à un réseau de chaleur quand celles d'une puissance supérieure à 12 MW alimentent, le plus souvent, un processus industriel.

<sup>104</sup> Le plan d'affaire étudié par la CRE repose sur l'hypothèse que le prix auquel l'électricité consommée serait achetée sur le réseau est le tarif hors TVA pour un client moyen au tarif jaune, soit 115 €/MWh. Il tient compte également de ce que l'électricité ne peut pas être consommée directement sur le lieu de production lors des jours d'inactivité du site industriel, soit les samedis, dimanches et jours fériés. 115 jours par an, l'électricité produite est donc injectée sur le réseau et vendue au prix du marché.

**Tableau 23: Situation du parc de cogénération bénéficiant d'une obligation d'achat**

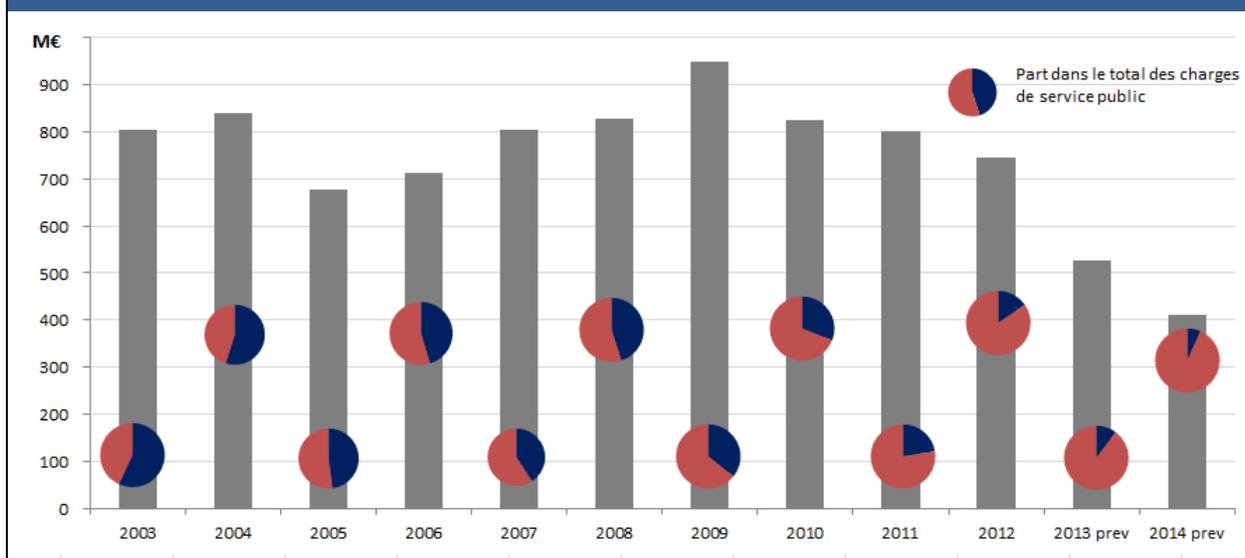
Année d'échéance du contrat	Nombre de contrats	Puissance totale garantie (MW)	Energie totale livrée en 2012 (GWh)	Nb de contrats C97	Nb de contrats C99	Nb de contrats C01	Puissance garantie ≥12MW	Nb d'installations rénovées	Nb d'installations fonctionnant en mode dispatchable
2012	112	788	1 625	97	11	4	11	0	11
2013	100	1 274	4 475	80	19	1	15	0	7
2014	20	65	217	9	4	7	0	0	2
2015-2019	119	378	1 217	0	1	118	0	12	11
2020-2024	285	889	2 400	0	0	272	0	254	23
<b>TOTAL</b>	<b>636</b>	<b>3 394</b>	<b>9 934</b>	<b>186</b>	<b>35</b>	<b>402</b>	<b>26</b>	<b>266</b>	<b>54</b>

Source : CRE

En application du 2° de l'article L.314-1 du code de l'énergie, les installations de cogénération dont la puissance installée n'excède pas 12 MW peuvent bénéficier de l'obligation d'achat, en tant qu'installations mettant en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique. A ce titre, les acheteurs peuvent se prévaloir de la compensation des surcoûts d'achat par la CSPE. Le tarif applicable à ces installations a été défini par l'arrêté du 31 juillet 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée.

En application des dispositions de l'article L. 121-7 du Code de l'énergie, les contrats conclus antérieurement à la loi n°2000-108 du 11 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité entre les exploitants d'installations de cogénération, quelle que soit leur puissance, et les fournisseurs historiques (contrats « C97 » et « C99 ») sont également compensés par la CSPE. Ces contrats, d'une durée de 12 ans, arrivent à échéance entre 2008 et 2013. A cette date, les exploitants de ces installations ont la possibilité (i) d'opter pour la vente de l'électricité produite par leur installation sur les marchés de l'électricité, ou, (ii) pour les installations de puissance inférieure ou égale à 12 MW, conformément aux dispositions de l'arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération, de réaliser des investissements de jouvence à hauteur d'au moins 350 €/kW installé leur permettant d'être éligibles au bénéfice d'un nouveau contrat d'obligation d'achat sur une durée de douze ans. Le soutien cumulé à la filière cogénération depuis la mise en place de la contribution au service public de l'électricité représente plus de 13 Md€. Sa part relative dans l'ensemble des charges diminue du fait de la montée en puissance de nouvelles filières de production. La décroissance attendue du poids de la filière dans les charges de CSPE, liée à l'arrivée à échéance d'un nombre significatif de contrats, est partiellement atténuée par les modifications législatives et réglementaires introduites au cours de l'année 2012 et décrites dans le chapitre suivant.

Figure 103 : Evolution des charges de service public de l'électricité liées à la cogénération



Source : CRE

### Les évolutions réglementaires de l'année 2013

- Pour les installations d'une puissance inférieure à 12MW

La CRE a été saisie le 5 août 2013 d'un projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération. Ce projet vise (i) à modifier par avenant les conditions de rémunération des installations ayant un contrat en cours et (ii) à introduire de nouvelles conditions pour les installations mises en service pour la première fois.

Cette évolution des conditions contractuelles a été justifiée par la dérégulation du marché du gaz qui a introduit une décorrélation entre l'évolution du tarif STS (indexé sur les coûts de certaines matières premières) utilisé utilisés pour calculer les coûts d'approvisionnement théoriques du cycle combiné de référence<sup>105</sup> et l'évolution des prix du marché du gaz échangé sur les marchés qui détermine les coûts supportés par les exploitants.

L'article L.121-28 du code de l'énergie prévoit la modification des contrats d'achat uniquement pour prendre en compte les surcoûts résultant de la modification des dispositions contractuelles liées à la variation du prix des combustibles utilisés pour la production d'électricité par cogénération. Cette disposition avait été introduite en 2006, afin de permettre le déplafonnement de la composante de rémunération du gaz. Ainsi, le CRE considère que les modalités d'achat introduites par le projet d'arrêté relatives aux quotas de CO<sub>2</sub>, à l'efficacité énergétique, au rendement de référence, à l'introduction de nouvelles modalités de fonctionnement et à la rémunération du fonctionnement « été » ne peuvent pas s'appliquer aux installations bénéficiant déjà d'un contrat d'obligation d'achat.

La simulation des nouvelles modalités de rémunération sur le parc de production actif en 2012, avec les données de marché de 2012, ne fait pas apparaître d'impact notable sur les charges de service public constatées. Toutefois, ce calcul est à appréhender avec prudence car le tarif STS se situait à un niveau particulièrement élevé en 2012. Sa formule d'indexation a été modifiée depuis, ce qui a conduit à une baisse significative de ce tarif. Ainsi, les résultats obtenus pour 2012, avec un *spread* « STS / prix marché » élevé, ne peuvent pas être extrapolés aux charges futures, si le *spread* « STS /

<sup>105</sup> En application des dispositions de l'arrêté du 31 juillet 2001, la rémunération des installations de cogénération, qui sont réputées se substituer à des cycles combinés à gaz (CCG) fonctionnant en semi-base, a été fondée sur une approche dite de « coût évité » et comporte les trois composantes suivantes :

- une prime fixe mensuelle fonction de la puissance garantie de l'installation et de sa disponibilité ; cette prime ne peut être négative ;
- une rémunération proportionnelle à l'énergie active fournie, tenant compte coûts liés au gaz consommé par le cycle combiné de référence, sur la base du tarif STS de GDF Suez et des autres coûts proportionnels évités (qui peuvent relever de la substitution à l'exploitation du cycle combiné de référence et des économies de réseau) ;
- le cas échéant, d'une rémunération complémentaire plafonnée, fonction de l'efficacité énergétique de l'installation.

prix marché » se réduit. Le cas échéant, les évolutions introduites par la modification de l'arrêté se traduiraient par une augmentation de la CSPE.

La CRE n'a pas été en mesure de mener une analyse économique complète de la rentabilité induite par l'arrêté tarifaire du fait de l'incomplétude des données qui lui ont été transmises dans le cadre de l'audit des installations sous obligation d'achat (cf. *infra*). Toutefois, elle relève que le niveau d'investissement permettant à une installation d'être éligible aux conditions tarifaires de l'arrêté « rénovation » est de 350 €/kW installé, montant très inférieur à l'investissement nécessaire pour construire une installation neuve<sup>106</sup>. Dès lors que la CRE estime que le niveau de la prime fixe permet d'assurer une rentabilité satisfaisante de l'investissement pour une installation de cogénération neuve, les installations rénovées qui auront consentis des investissements à hauteur du minimum requis bénéficieront d'un niveau de rentabilité très supérieur au niveau strictement nécessaire au maintien de la capacité de production existante. Ce constat est d'autant plus regrettable que, dans un avenir proche, la quasi-totalité du parc sera composé d'installations rénovées.

Compte-tenu du mode de calcul de la compensation, le coût pour la collectivité du soutien à la cogénération est d'autant plus élevé que les prix de marché de l'électricité sont faibles. Tout mécanisme qui incite les cogénérations à réduire leur production durant les périodes pendant lesquelles il n'y a aucune contrainte sur l'offre (le soir, le week-end et les jours fériés), et donc un prix de marché bas, se traduit donc par une diminution des charges de service public. Ainsi, l'introduction du mode de fonctionnement « jours ouvrés » dans l'arrêté modifié présente un intérêt pour la maîtrise des charges de service public. Dans son avis, la CRE avait même suggéré d'aller plus loin en introduisant un plafonnement de la rémunération lié au prix de l'électricité.

- *Pour les installations d'une puissance supérieure à 12MW*

L'article 43 de la loi n°2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses adaptations au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable a modifié le code de l'énergie en y introduisant l'article L.314-1-1 qui dispose que « *Les installations de cogénération en exploitation au 1<sup>er</sup> janvier 2013 d'une puissance supérieure à 12 mégawatts électriques et ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat peuvent bénéficier d'un contrat qui les rémunère pour la disponibilité annuelle de leur capacité de production, aussi bien en hiver qu'en été. Ce contrat est signé avec Electricité de France. La rémunération tient compte des investissements nécessaires sur la période allant jusqu'au 31 décembre 2016 et de la rentabilité propre des installations incluant toutes les recettes prévisionnelles futures. Elle tient aussi compte de l'impact positif de ces installations sur l'environnement. Cette rémunération est plafonnée à un montant maximal annuel. La dernière rémunération ne peut intervenir après le 31 décembre 2016.* »

Ce nouvel article permet d'apporter une réponse aux exploitants d'installations de cogénération alimentant des clients industriels ou des réseaux de chauffage urbain, qui demandaient à continuer à bénéficier d'un soutien public pendant la période courant de la fin de leur contrat d'obligation d'achat à l'entrée en fonctionnement du marché de capacité. La délibération de la CRE du 10 décembre 2013 a été publiée au Journal officiel du 29 décembre 2013, en complément de l'arrêté du 19 décembre 2013 pris en application de l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie relatif à la prime rémunérant la disponibilité des installations de cogénération supérieures à 12 MW et ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat.

Cet arrêté prévoit, pour une période s'achevant au 31 décembre 2016, l'instauration d'une rémunération pour ces installations en contrepartie d'un engagement de disponibilité pour le système électrique français. Le montant annuel de cette rémunération est plafonné à 45 k€/MW et permet, par construction, de couvrir une partie des coûts d'exploitation de l'installation ainsi qu'une part des investissements effectués après échéance du contrat d'obligation d'achat.

### **6.3. Un tiers des charges de service public finance la péréquation tarifaire**

Les zones non interconnectées désignent les collectivités régionales et départementales d'outre-mer, la Corse et les îles bretonnes de Molène, Ouessant et Sein. Dans ces territoires, les consommateurs d'électricité paient l'électricité au même prix que les clients de métropole continentale alors que les

---

<sup>106</sup> L'investissement dans une cogénération neuve est de l'ordre de 700 €/kW, cf. page 26 du rapport sur l'Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement, publié fin 2010 par l'Care Environnement, en réponse à une commande de l'État.

coûts de production sont plus élevés : c'est la péréquation tarifaire. Les opérateurs historiques (EDF Système électrique insulaire – EDF SEI, et Electricité de Mayotte – EDM) qui exercent un monopole sur l'activité de fourniture, supportent un déficit d'exploitation qui fait l'objet d'une compensation.

Les charges dues à la péréquation tarifaire représentent environ 30 % du montant total des charges de service public. Dans les prochaines années, elles devraient continuer à augmenter du fait de la croissance démographique et de l'élévation du niveau de vie dans ces territoires, tout particulièrement en Guyane et à Mayotte.

Les coûts de production en ZNI sont très sensibles aux cours des matières premières. Suivant les zones, l'approvisionnement en fioul et en charbon représente entre 50 % et 70 % des coûts de production. C'est le principal poste de charge. Outre une évolution défavorable des marchés mondiaux au cours des 10 dernières années, le prix de ces combustibles a été alourdi par des décisions d'ordre public (par exemple, l'obligation faite à EDF de s'approvisionner pour un coût supérieur auprès de la SA Raffinerie des Antilles par la Préfet de Martinique, plutôt que de négocier de meilleures conditions auprès de fournisseurs étrangers) et des taxes locales, pour certaines imposées spécifiquement aux seules entreprises de production d'électricité.

L'augmentation des charges résulte également d'une politique de relance des investissements. En effet, la plupart des centrales qui constituent le parc de production actuel sont en fin de vie. Leur renouvellement progressif est en cours. Il s'accompagne d'une augmentation des capacités de production destinée à répondre à la croissance de la consommation. L'amortissement des capitaux immobilisés dans ces investissements et leur rémunération, qui a été portée en 2006, par arrêté du ministre chargé de l'énergie, de 7,25 % à 11 % constitueront, vraisemblablement, le principal facteur d'augmentation des coûts de production pour les années à venir.

#### **6.4. Nécessité de la mise en place d'une procédure de contrôle des installations bénéficiant de l'obligation d'achat**

La maîtrise des charges de service public liées à l'obligation d'achat nécessitera l'introduction d'un dispositif de contrôle des installations de production en bénéficiant.

En effet, il n'existe à l'heure actuelle aucune procédure systématique de contrôle de la réalité physique de ces installations et de leur conformité à la réglementation et aux caractéristiques définies dans leur contrat d'achat. Différentes possibilités de fraude ont été identifiées :

- type d'intégration des installations photovoltaïques inéligible au tarif d'achat majoré : une simple attestation sur l'honneur suffit en effet pour bénéficier d'un tarif plus élevé réservé aux installations intégrées au bâti ;
- puissance installée supérieure à celle déclarée : déclarer une puissance inférieure à la puissance réellement installée peut dans certains cas permettre de bénéficier d'un tarif plus avantageux ou de respecter les seuils réglementaires ;
- réalisation d'un programme d'investissement au titre de la rénovation insuffisant : une simple attestation sur l'honneur suffit à établir le respect par les exploitants des installations hydrauliques et les centrales de cogénération des conditions de rénovation ouvrant droit à un deuxième contrat d'achat à l'échéance du premier.

Dans le premier cas, l'analyse des contrats PV présentés à la compensation au titre de l'année 2012 montre que 94 % des installations bénéficient d'une prime d'intégration au bâti, ce qui, étant donné les exigences associées à cette technique, conduit à une très forte suspicion de fraude. Par ailleurs, des cas de non-conformité manifestes ont été détectés par la CRE et l'acheteur obligé.

#### **6.5. Audit des coûts des filières bénéficiant de l'obligation d'achat**

Afin de mener à bien les missions qui lui sont confiées par le code de l'énergie relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, la CRE a lancé au printemps 2013 un audit des coûts de production des filières sous obligation d'achat, qui concerne les filières éolienne, solaire, biomasse et cogénération. Afin de disposer d'une vision représentative du parc installé en France métropolitaine, la CRE a interrogé un panel d'environ trente sociétés pour plus de cent installations de production auditées. Elle a demandé à recevoir l'ensemble des données techniques, économiques et financières relatives aux projets ciblés, justifiées par les documents comptables

adéquats, afin de disposer d'une vision la plus exacte possible des conditions économiques dans lesquels évoluent ces acteurs.

Le but de cet audit est double. D'une part, il vise à constituer une base de données précise des coûts d'investissement et d'exploitation des filières concernées et répond, en ce sens, à la demande formulée par la Cour des comptes dans son rapport public thématique sur la politique de développement des énergies renouvelables. Celle-ci relevait en effet une asymétrie d'information importante entre la puissance publique et les acteurs privés et recommandait la mise en place de dispositifs de connaissance des coûts de production des différentes filières bénéficiant de l'obligation d'achat.

D'autre part, la collecte de ces données permettra d'évaluer de manière précise la rentabilité des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et de vérifier le respect des conditions fixées par l'article L. 314-7 du Code de l'énergie en ce qu'il dispose que le niveau des tarifs d'obligation d'achat « *ne peu[vent] conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé* ».

Le délai nécessaire à la transmission des informations demandées et la qualité très hétérogène des réponses fournies a retardé le travail d'analyse de la CRE. Les résultats de cet audit feront l'objet de la publication d'un rapport thématique en 2014.

## SECTION 4 – Comparaison européenne

Dans la continuité des travaux menés par ses services sur les prix de l'électricité pour les clients industriels électro-intensifs en France et en Allemagne, la CRE s'intéresse dans la présente partie à la situation des marchés de détail français de l'électricité et du gaz en comparaison de ceux de pays européens voisins. L'étude réalisée sur la situation en Allemagne a été réactualisée et complétée par des éléments portant sur la Belgique et le Royaume-Uni dans le but de comparer, dans la mesure du possible, les prix de l'énergie en France et dans les pays voisins. L'analyse pourra être étendue à l'avenir à d'autres pays européens, notamment l'Espagne et l'Italie, en fonction des données que la CRE pourra recueillir.

Cet état des lieux européen vise à améliorer la transparence et l'information du consommateur. Il traite des consommateurs résidentiels et professionnels, avec un focus sur les industries électro-intensives. Les données récoltées auprès des autorités de régulation allemande, britannique et belge ont permis de bâtir cette étude sur des données fiables et détaillées. L'examen des réponses apportées par les régulateurs met en lumière la difficulté de comparer les différents marchés entre eux en raison de leurs spécificités. Les comparaisons de données entre les différents pays doivent donc être menées avec prudence. En particulier, sur la question des comparaisons de prix, la CRE a choisi de mener ses analyses sur le client type ou le client moyen du pays considéré. Cet exercice permet la comparaison des prix unitaires de l'électricité et du gaz naturel, en €/MWh, hors taxes et toutes taxes comprises, mais ne traite par définition pas la question des différences structurelles de consommation et d'usages entre les pays (modes de chauffage, performance énergétique des logements, composition moyenne des foyers, etc.) La facture énergétique annuelle moyenne d'un ménage, à titre d'exemple, peut s'avérer inférieure dans un pays donné, quand bien même le prix unitaire de l'énergie y serait supérieur, dans le cas où les modes de vie y sont en moyenne moins énergivores.

La CRE s'est livrée à un exercice de décomposition des factures entre les différents postes de coûts. La décomposition de la facture de gaz d'un client professionnel n'a en revanche pas pu être réalisée, faute de données disponibles.

### 1. Allemagne

Les données ayant servi à l'élaboration de ce paragraphe sont issues du rapport de surveillance 2012 du régulateur allemand, la Bundesnetzagentur (BNA), et du rapport de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)<sup>107</sup>, sur les politiques énergétiques en Allemagne. Elles sont complétées par des échanges avec la BNA et par des analyses menées par la CRE sur le fondement des données dont elle dispose.

#### 1.1. Description de la situation de l'ouverture des marchés

Le marché de l'énergie allemand a connu une libéralisation progressive dès 1998, qui s'est achevée en 2005 avec la création des autorités de régulation. Tous les clients peuvent aujourd'hui choisir librement leur fournisseur d'énergie. Les tarifs réglementés n'existent plus, ni pour les clients résidentiels, ni pour les consommateurs industriels.

Le marché allemand se divise en trois segments :

	Electricité	Gaz
Clients résidentiels	consommation < 10 MWh/an	consommation < 300 MWh/an
Clients moyens non résidentiels	consommation entre 10 MWh/an et 2 GWh/an	consommation entre 300MWh/an et 100 000 MWh/an
Grands clients non résidentiels	consommation > 2 GWh/an	consommation > 100 000 MWh/an

<sup>107</sup> [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Publications/Pages/Publication.aspx](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Publications/Pages/Publication.aspx)

On dénombre environ 1 150 fournisseurs d'électricité (y compris les « Stadtwerke »)<sup>108</sup> à la fin de l'année 2012. Un grand nombre d'entre eux proposent leurs offres en dehors de leur zone historique de distribution et les consommateurs peuvent choisir entre un nombre croissant de fournisseurs. En moyenne, un consommateur d'électricité peut choisir parmi soixante-douze fournisseurs.

Les fournisseurs historiques allemands sont RWE, E.ON, Vattenfall et EnBW. Bien qu'ils demeurent des acteurs importants, leur part de marché diminue ces dernières années ; sur le marché de l'électricité, elle passe ainsi de 50 % en 2008 à 45 % en 2012.

Les « Stadtwerke » sont des entreprises communales détenues entre 50 % et 100 % par les communes, qui peuvent être comparées aux entreprises locales de distribution (ELD) en France. Les « Stadtwerke » jouent un rôle important dans l'approvisionnement des communes et pourraient voir leur rôle s'accroître avec la transition énergétique (décentralisation, investissements dans des nouvelles capacités de production, concurrence, etc.) Avant l'ouverture des marchés, les zones d'approvisionnement étaient réparties entre les « Stadtwerke » et les quatre grandes entreprises suprarégionales citées plus haut qui bénéficiaient alors d'une situation de monopole. Environ 900 entreprises communales sont actives sur le marché de la fourniture d'électricité.

En électricité, à fin de l'année 2012 on dénombre quatre gestionnaires de réseau de transport et 806 gestionnaires de réseau de distribution.

Sur le marché du gaz, dans plus de 86 % des zones de distribution, les consommateurs peuvent choisir parmi plus de trente fournisseurs et, dans plus de 30 % de ces zones, parmi plus de cinquante fournisseurs. Il n'y a que dans moins de 1 % des zones de distribution que les consommateurs ont le choix entre moins de cinq fournisseurs.

### **1.1.1. Le marché résidentiel**

#### **Le marché de l'électricité**

Le marché résidentiel de l'électricité représente 45,7 millions de clients en 2012 pour une consommation annuelle de 124,5 TWh. En 2012, environ 2,6 millions de clients ont changé de fournisseur, soit 31 % de moins qu'en 2011. Ceci correspond à un taux de switch de 5,7 % en nombre de sites et de 7,8 % en volume. Par contre, plus de 3,8 millions de clients ont changé de fournisseur au cours de l'année 2011, soit 27 % de plus qu'en 2010. Ceci correspond à un taux de switch de 7,8 % en nombre de sites et 9,2 % en volume. Ce taux de switch plus élevé que la normale est lié à la faillite d'un fournisseur important en 2011. Malgré un grand nombre de fournisseurs présents sur le marché, ce sont les quatre grands fournisseurs historiques E.ON, RWE, Vattenfall et EnBW qui ont les parts de marché les plus importantes. Sur le marché résidentiel, à fin de l'année 2011, ils détiennent encore 47,4 % des parts de marché en volume. Cependant, à la fin de l'année 2012, ils ne détiennent plus que 43,5 %, soit une baisse de 3,9 points par rapport à 2011. Seulement 20 % de clients résidentiel en Allemagne ont un contrat avec un fournisseur alternatif.

Les offres vertes<sup>109</sup> ont une place importante. En 2011, 5 millions de clients résidentiels ont été fournis en électricité d'origine renouvelable (soit 11,7 % des clients résidentiels), ce qui représente 13,9 TWh (soit 10,9 % de la consommation des clients résidentiels)<sup>110</sup>.

#### **Le marché du gaz naturel**

Le marché résidentiel du gaz naturel représente environ 10,7 millions de clients en 2011 pour un volume livré de 211 TWh.

Le consommateur résidentiel sur le marché du gaz peut choisir parmi un grand nombre de fournisseurs. Au total, environ 940 000 clients résidentiels ont changé de fournisseur à la fin de l'année 2012, soit 7,9 % en volume, en baisse par rapport à l'année 2011.

Les trois plus grands fournisseurs, tous historiques, se partagent 23 % de part de marché à fin 2012.

---

<sup>108</sup> Note de synthèse de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables « Les marchés de l'électricité en France et en Allemagne ».

<sup>109</sup> Selon la Bnetza, les offres vertes font référence à l'électricité qui est certifiée comme énergie verte (tarif pour les clients finaux faisant une référence particulière à la production d'origine renouvelable)

<sup>110</sup> Rapport de surveillance 2012 de la BNA.

### 1.1.2. Le marché professionnel

#### **Le marché de l'électricité**

A la fin de l'année 2012, le marché des consommateurs professionnels représente 3,0 millions de clients (dont 509 sites connectés au réseau de transport) pour une consommation annuelle de 377,2 TWh. 11,2 % des clients consommant entre 10 MWh/an et 2 GWh/an ont changé de fournisseur au cours de l'année 2012, soit environ 206 000 sites représentant 17,3 TWh. Le taux de switch pour les clients professionnels consommant plus de 2 GWh/an est de 11,1 %, soit environ 3 200 sites représentant 27,2 TWh.

La part de marché des trois plus grands fournisseurs sur le segment des clients professionnels de taille moyenne est de 29,5 % contre 55,4 % sur le segment des grands clients. 58,6 % des clients professionnels ont un contrat avec un fournisseur alternatif montrant que la position des fournisseurs historiques sur ce segment s'est affaiblie ces dernières années.

Les offres vertes représentent une part relativement importante du marché des clients professionnels. En 2011, environ 530 000 clients professionnels ont été fournis en électricité verte (12,7 % des clients professionnels) ce qui représente 19,7 TWh (6 % de la consommation des clients professionnels).

#### **Le marché du gaz naturel**

Le marché du gaz professionnel représente environ 2,5 millions de sites, dont environ un millier avec une consommation supérieure à 100 GWh. Le volume total livré aux clients professionnels à fin 2011 était de 549,2 TWh.

Environ 331 000 clients professionnels ont changé de fournisseur au cours de l'année 2012. Le taux de switch pour les clients de taille moyenne était de 15,1 %, et de 13,4 % pour les grands clients.

La part de marché des trois plus grands fournisseurs sur le segment des clients professionnels de taille moyenne est de 25,5 % ; elle est de 51,4 % sur le segment des grands clients.

### 1.1.3. Synthèse

**Tableau 25 : Tableau de synthèse des marchés de détail de l'électricité et du gaz allemands à fin 2012**

Segment de marché	Taille du marché (en millions)	Fournisseurs historiques	Fournisseurs alternatifs	Taux de switch (volume)	Parts de marché de plus grands fournisseurs <sup>111</sup>
Résidentiel électricité	45,7	E.ON, RWE,	en moyenne	7,8 %	43 %
Professionnel électricité	3,0	Vattenfall, EnBW, Stadtwerke	72	11 %	42 %
Résidentiel gaz	10,7	(~ 900)	en moyenne	7,9 %	23 %
Professionnel gaz	2,5		30	14 %	38 %

Source : BNA

## 1.2. Analyse des composantes de la facture

### 1.2.1. Le marché résidentiel

#### **Le marché de l'électricité**

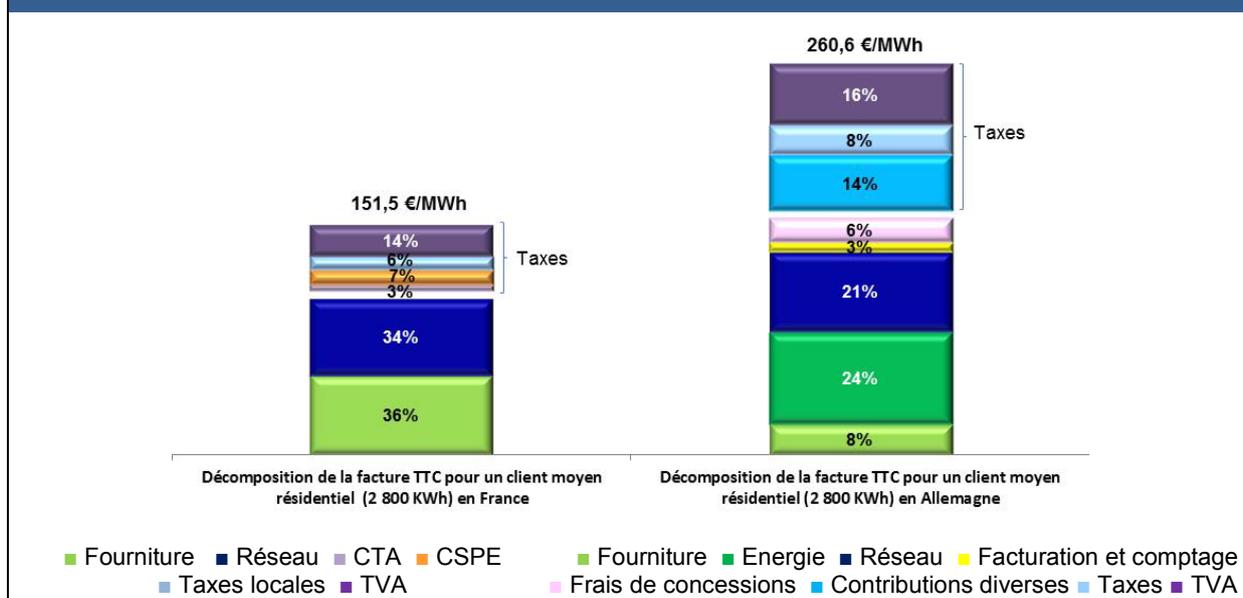
Le prix moyen payé par un consommateur résidentiel allemand est de 260,6 €/MWh, pour une consommation annuelle moyenne de 2 800 kWh, soit une facture annuelle TTC de 729 €.

<sup>111</sup> Le régulateur allemand analyse les parts de marché des 4 plus grands fournisseurs en électricité et des 3 plus grands fournisseurs en gaz.

La CRE a calculé la facture d'un consommateur français qui aurait une consommation identique au consommateur allemand dans les conditions tarifaires applicables en France : tarif « base », puissance souscrite 6 kVA. Cette facture s'élève à 424 €, soit 42 % moins élevée qu'un client allemand consommant le même volume<sup>112</sup>. La différence constatée est essentiellement due au niveau des taxes ainsi qu'à la contribution aux énergies renouvelables (incluse ci-après dans la composante « contributions diverses »), qui augmente fortement depuis 2012.

Les énergies renouvelables occupent une place importante dans le marché de l'électricité en Allemagne et font l'objet d'analyses spécifiques dans les rapports de la BNA. En 2012, le prix moyen d'une offre verte était de 261 €/kWh, niveau très proche de l'offre « standard ».

**Figure 104. Composantes de la facture d'électricité en France et en Allemagne à fin 2012 pour un client moyen résidentiel allemand**



Source : BNA - Analyse : CRE

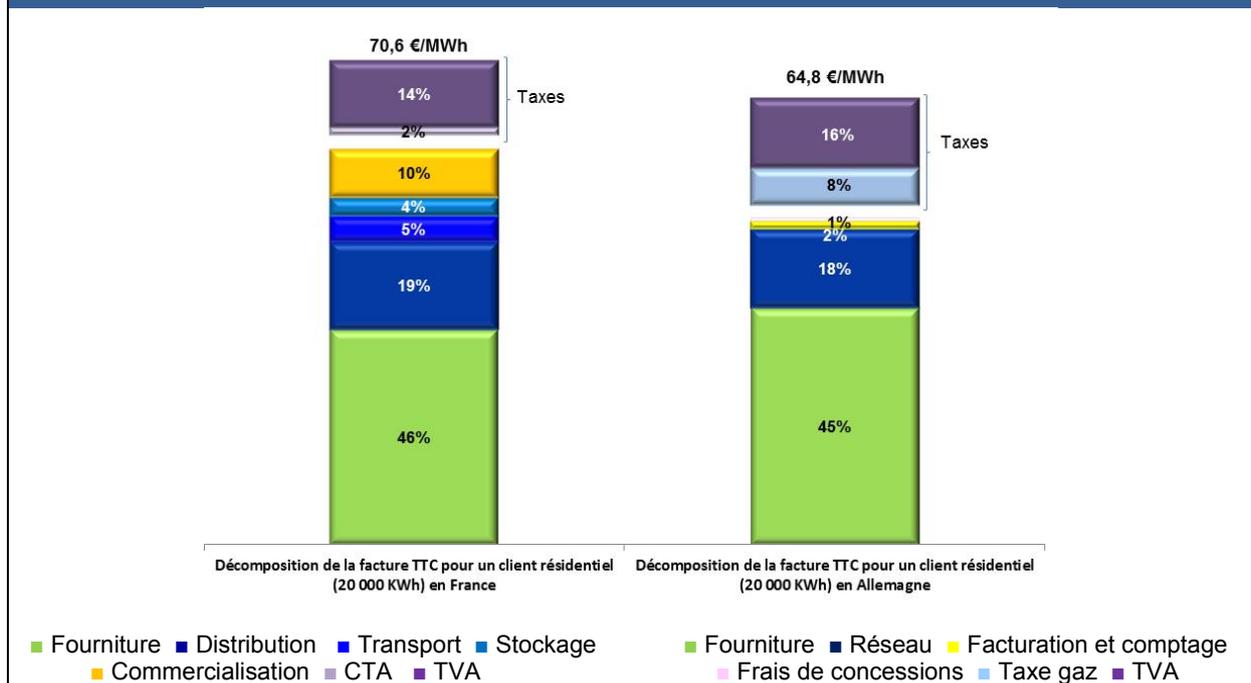
### Le marché du gaz naturel

En 2012, le prix moyen proposé par les fournisseurs historiques est de 72,1 €/MWh. Le prix moyen proposé par les fournisseurs alternatifs est de 66,8 €/MWh lors d'un changement de contrat et de 65,8 €/MWh lors d'un changement de fournisseur. La facture annuelle d'un client résidentiel moyen consommant 20 000 kWh par an et ayant souscrit un contrat chez un fournisseur alternatif lors d'un changement de fournisseur s'élève à 1 296€.

La Figure 105 montre la décomposition du prix du gaz payé par un consommateur résidentiel consommant 20 000 kWh par an (client résidentiel moyen allemand) en France et en Allemagne. Les résultats montrent que le client français paie son gaz naturel 9 % plus cher.

<sup>112</sup> Le client moyen français en option base a une consommation annuelle de 2 400 kWh avec une puissance souscrite de 6 kVA.

**Figure 105. Composantes de la facture de gaz en France et en Allemagne à fin 2012 pour un client résidentiel allemand**



Sources : BNA, GDF SUEZ - Analyse : CRE

### 1.2.2. Le marché non résidentiel

#### Clients industriels de taille moyenne en électricité

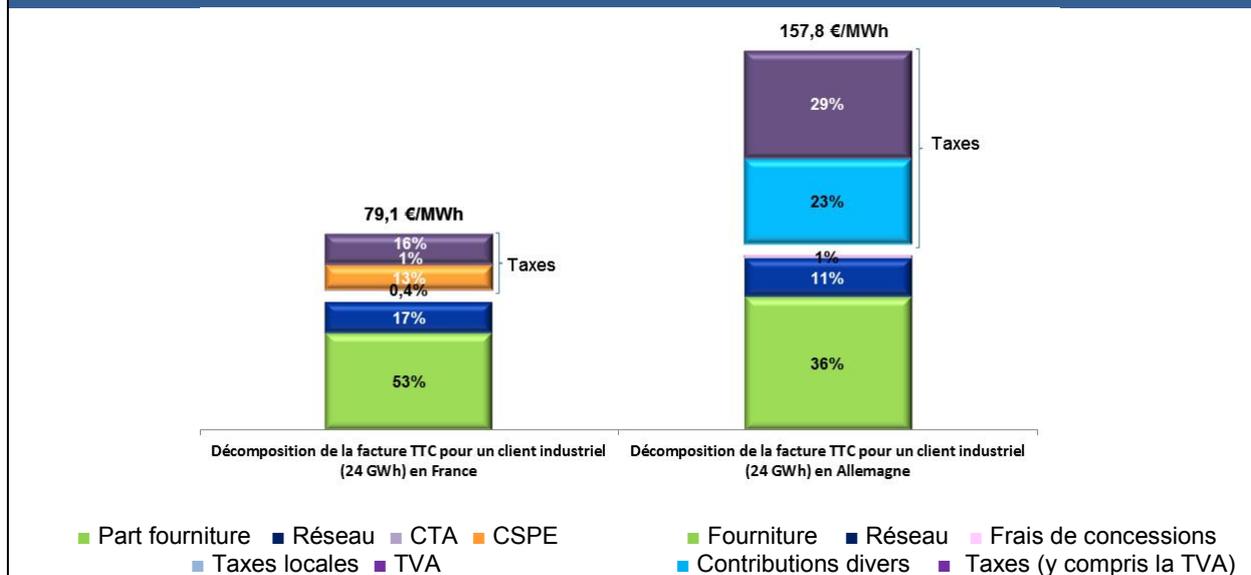
La CRE s'est intéressée à la décomposition de la facture payée par un client industriel en France et en Allemagne à fin 2012. Les clients étudiés dans cet exercice ont les caractéristiques suivantes :

- En Allemagne, consommation de 24 GWh (4 000 kW en heures pleines et 6 000 heures d'utilisation annuelle).
- En France, consommation de 24 GWh au tarif réglementé de vente Vert en option Base TLU (très longue utilisation).

La TVA est incluse dans la facture du client industriel français, bien que la plupart des clients au tarif Vert bénéficient d'une exonération.

Les résultats obtenus sont présentés Figure 106.

**Figure 106. Composantes de la facture d'électricité en France et en Allemagne à fin 2012 pour un client moyen industriel allemand**



Source : BNA - Analyses : CRE

### Consommateurs électro-intensifs<sup>113</sup>

Dans la facture d'électricité des clients électro-intensifs, c'est la part énergie, correspondant à l'approvisionnement en électricité, qui est prépondérante par rapport aux autres composantes, transport, distribution, commercialisation et taxes ; elle peut représenter plus des quatre cinquièmes de la facture d'un industriel français.

En France, la part énergie dépend très largement de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), dont les volumes d'allocation et le prix sont établis par les pouvoirs publics et reflètent les conditions techniques et économiques de fonctionnement du parc nucléaire historique d'EDF. Ce prix régulé pourrait en outre être déterminé sur plusieurs années, afin de donner de la visibilité aux acteurs de marché, fournisseurs, consommateur et traders, et favoriser l'émergence et le développement de contrats pluriannuels de fourniture d'électricité. Trois facteurs pourraient toutefois venir modifier, à partir de 2016, les déterminants de cette part énergie : (i) l'éventuelle atteinte du plafond légal de 100 TWh pour les volumes d'ARENH, obligeant à leur rationnement pour les fournisseurs, et par voie de conséquence pour les consommateurs, (ii) l'éventuelle prise en compte progressive, dans la facture des consommateurs finals, des coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et (iii) la mise en œuvre du mécanisme d'obligation de capacité.

En Allemagne, la part énergie est le reflet du niveau des prix du marché de gros de l'électricité, dont la volatilité est élevée. A fin 2013, les prix de marché allemands en base pour un volume d'électricité livré en 2014 sont significativement inférieurs au prix de l'ARENH, si bien que les industriels allemands disposent conjoncturellement à ce titre d'un avantage significatif.

Par ailleurs, l'exonération des coûts de transport en Allemagne pour les gros clients industriels permet une réduction significative de leur facture. Elle fait toutefois l'objet d'une enquête de la Commission européenne à l'instar des exonérations de taxes, notamment de l'EEG qui permet de financer le développement des énergies renouvelables.

La France et l'Allemagne ont toutes deux mis en place un dispositif d'interruptibilité, qui permet, contre rémunération, un délestage automatique des industriels dans certaines situations de très forte tension du système électrique. En Allemagne, le dispositif bénéficie toutefois d'une enveloppe trois fois supérieure à celle prévue en France et concerne un nombre significativement plus élevé de clients éligibles, car les conditions de disponibilité y sont moins restrictives ; les bénéfices attendus pour les consommateurs industriels sont toutefois du même ordre de grandeur dans les deux pays.

Enfin, l'Allemagne prévoit la mise en place d'un système de compensation des coûts indirects du CO<sub>2</sub>,

<sup>113</sup> cf. *Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en énergie : comparaison France-Allemagne*, CRE, juin 2013.

qui permet une réduction des factures énergétiques car l'approvisionnement des clients allemands sur le marché de gros est par construction éligible à cette compensation. L'impact de la mise en œuvre d'une telle compensation dépendrait en France des niveaux des prix de marché, du prix de l'ARENH et du prix du CO<sub>2</sub> et pose par ailleurs la question de son financement.

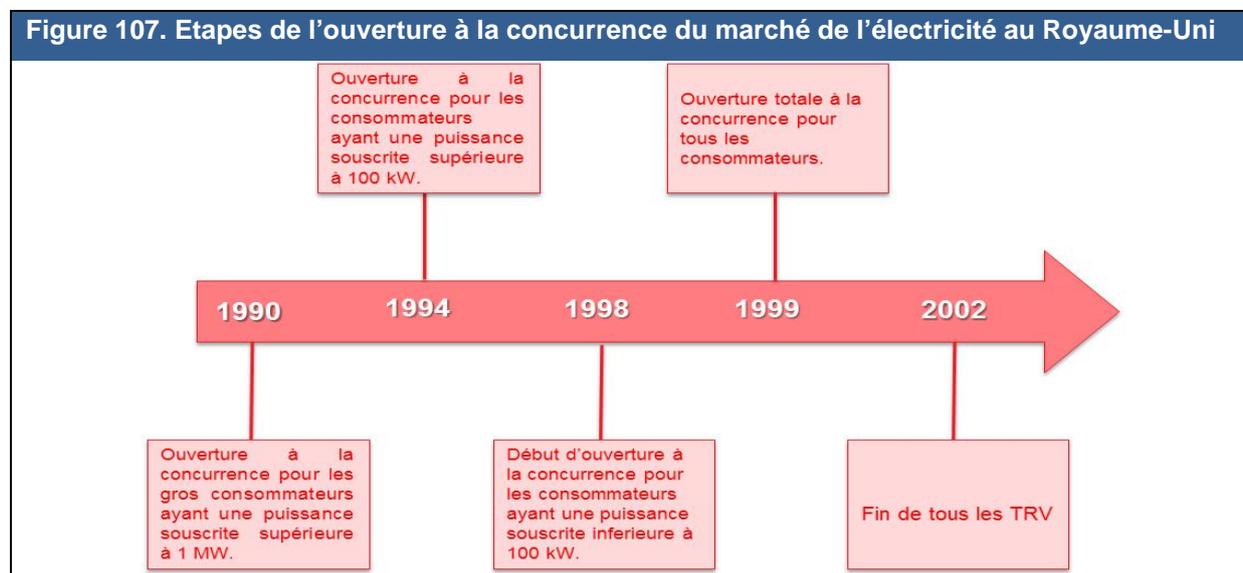
## 2. Royaume-Uni

### 2.1. Description de la situation de l'ouverture des marchés

L'ouverture à la concurrence au Royaume-Uni a connu plusieurs phases entre 1990 et 2002.

Le marché de l'électricité a d'abord été ouvert aux clients professionnels, entre 1990 et 1994, année à partir de laquelle ces clients ont eu la possibilité de choisir leur fournisseur.

L'ouverture du marché pour les clients résidentiels a débuté en septembre 1998 et s'est étalée sur plusieurs mois, par zones géographiques, afin de réduire les perturbations des clients lors des évolutions des systèmes d'information. L'ouverture totale des marchés est atteinte en mai 1999 et les tarifs réglementés sont supprimés en 2002 pour tous les clients.

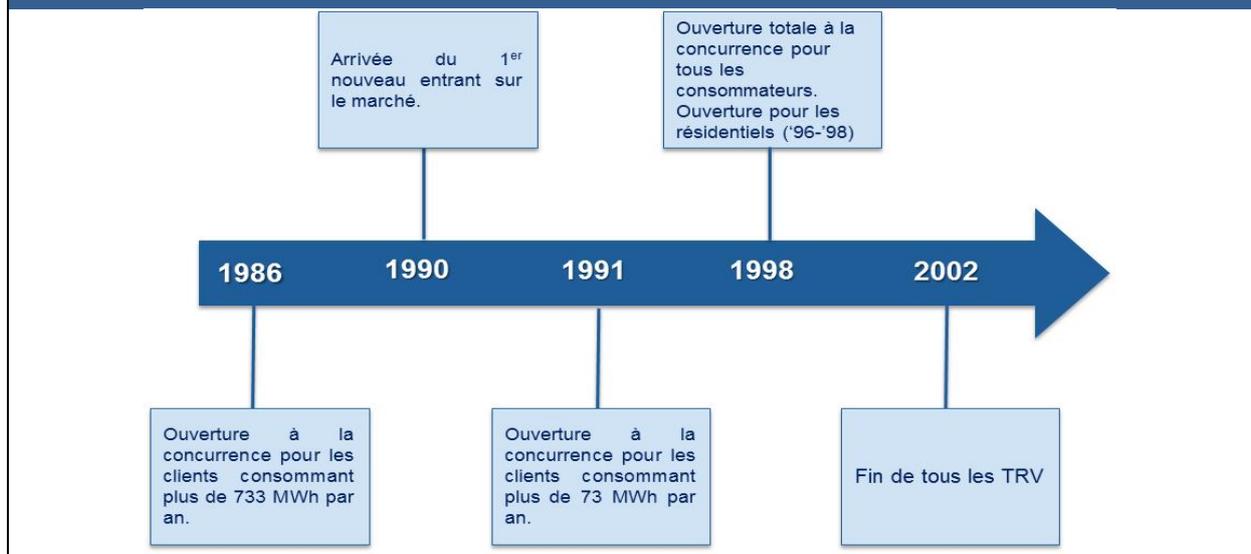


Source : OFGEM

Le marché du gaz naturel a été d'abord ouvert pour les clients professionnels, entre 1986 et 1991, année à partir de laquelle les clients consommant plus de 73 MWh par an ont eu la possibilité de choisir leur fournisseur. L'ouverture du marché anglais pour les clients résidentiels s'est également étalée dans le temps entre 1996 et 1998.

Comme en électricité, les tarifs réglementés ont été supprimés en 2002.

Figure 108. Étapes de l'ouverture à la concurrence du marché du gaz naturel au Royaume-Uni



Source : OFGEM

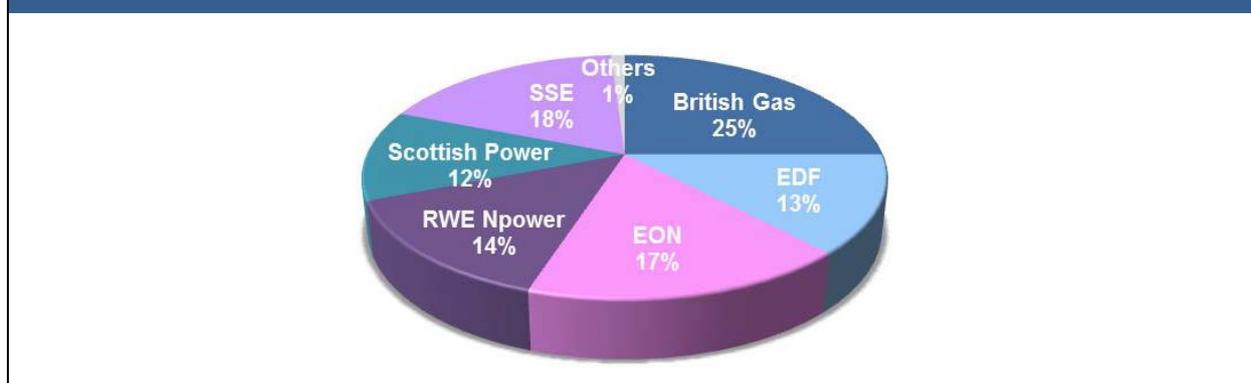
### 2.1.1. Le marché résidentiel

#### Le marché de l'électricité

Au 31 décembre 2012, le marché de l'électricité résidentiel au Royaume-Uni représente 27,7 millions de sites pour une consommation annuelle de 108,4 TWh. A fin 2012, le taux de switch s'élevait à 12,1 %<sup>114</sup> (- 3 points par rapport à 2011) et l'indice de concentration HHI, égal à 1720 à fin 2012, montre que ce marché est encore considéré comme « concentré ».

Le marché se partage entre six grands fournisseurs verticalement intégrés, résultat des fusions des 15 fournisseurs historiques d'électricité et de gaz, opérées entre 1998 et 2003. British Gas est le fournisseur historique de gaz ; les cinq plus grands fournisseurs d'électricité sont E.ON, EDF, RWE Npower, Scottish Power et SSE. Douze autres nouveaux fournisseurs<sup>115</sup> sont présents sur le marché résidentiel, dont trois nouveaux entrants en 2012, mais ils n'en représentent que 1 %. Comme l'indique l'OFGEM, les parts de marché nationales reflètent les caractéristiques régionales du marché de l'électricité anglais, constitué, avant la libéralisation du marché, de monopoles régionaux.

Figure 109. Répartition des offres de marché des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients résidentiels de l'électricité (yc offres bi-énergies) en nombre de sites



Source : OFGEM - Analyses : CRE

<sup>114</sup> Tel que calculé par l'OFGEM, le régulateur britannique, ce taux de switch (électricité et gaz) prend en compte les changements des fournisseurs mais pas les changements de prix/contrat offerts par le même fournisseur.

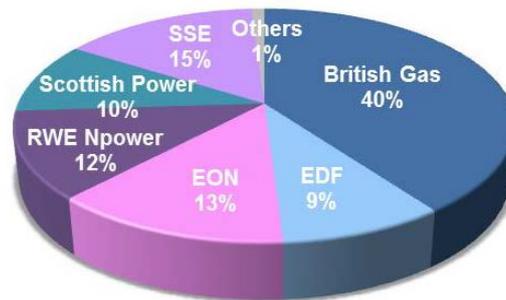
<sup>115</sup> Co-Operative Energy; Economy Energy; Ecotricity; First Utility; Flow Energy; Good Energy; Green Energy; iSupply Energy; LoCo2; OVO Energy; Spark Energy; and Utilita

### Le marché du gaz naturel

Le nombre total de sites résidentiels sur le marché du gaz naturel s'élève à 22,4 millions, représentant un volume annuel de 297 TWh. Le taux de switch y était de 11 % à fin 2012 : 2,3 millions de clients ont changé de fournisseur (en baisse de 4 % par rapport à 2011). L'indice de concentration HHI, qui est de 2 373 à fin 2012, montre que ce marché demeure encore « très concentré ».

La situation sur les marchés du gaz est sensiblement la même que dans l'électricité, où les six mêmes grands acteurs se partagent 99 % du marché. Il existe toutefois 10 autres fournisseurs nouveaux entrants<sup>116</sup> dont trois nouvellement implantés en 2012. C'est British Gas qui détient la part de marché la plus importante en nombre de sites.

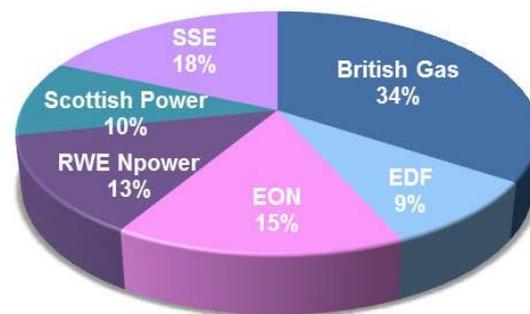
**Figure 110. Répartition des offres de marché des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients résidentiels du gaz (y compris les offres bi-énergies) en nombre de sites**



Source : OFGEM - Analyses : CRE

Les parts de marché des offres bi-énergies<sup>117</sup>, très répandues au Royaume-Uni, sont précisées Figure 111. British Gas possède 34 % d'un marché toujours « concentré » selon l'indice HHI.

**Figure 111. Répartition des offres bi-énergies des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients résidentiels, en nombre de sites**



Source : OFGEM - Analyses : CRE

Sur le plan régional, les fournisseurs historiques demeurent prédominants : plus de 70 % des clients sur les marchés de l'électricité et du gaz sont fournis par British Gas ou par les fournisseurs historiques régionaux d'électricité.

<sup>116</sup> Co-Operative Energy; Dali Gas; Economy Energy; Ecotricity; First Utility; Flow Energy; Good Energy; OVO Energy; Spark Energy; and Utilita

<sup>117</sup> Offre d'électricité et de gaz naturel proposée simultanément par un même fournisseur.

D'après l'OFGEM<sup>118</sup>, les fournisseurs historiques disposent d'un portefeuille de clients « historiques » significatif dont beaucoup d'entre eux sont considérés comme peu actifs. Le comportement de ces consommateurs réduit l'intensité concurrentielle et constitue une barrière à l'entrée pour les nouveaux fournisseurs alternatifs.

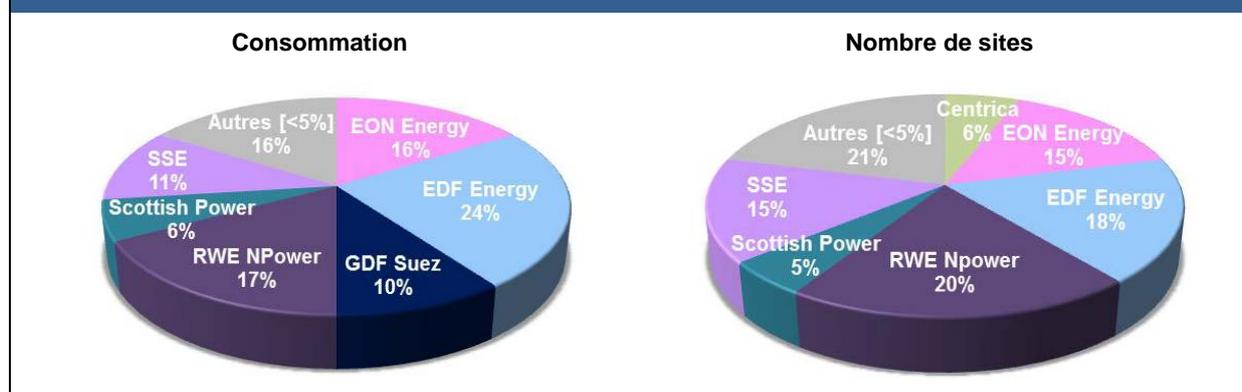
## 2.1.2. Le marché non résidentiel

### Le marché de l'électricité

Le marché de l'électricité représente 2,5 millions de sites non résidentiels, pour une consommation annuelle de 190,7 TWh. Parmi eux, 118 000 clients « électro-intensifs » (i.e. disposant d'un compteur à pas demi-heure) représentent une consommation annuelle de 136,8 TWh. Le taux de switch y est de 22,9 % pour les petits et moyens sites professionnels, et de 24,5 % pour les grands sites industriels. Ce marché demeure « concentré » : à fin 2012, l'indice HHI est de 1 351 pour les sites électro-intensifs et de 1 695 pour les autres.

Trois fournisseurs, EON Energy, EDF Energy et RWE NPower, détiennent les parts de marché les plus importantes sur le segment des clients électro-intensifs, en nombre de sites et en volume.

Figure 112. Répartition des offres de marché des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients électro-intensifs



Source : OFGEM - Analyse : CRE

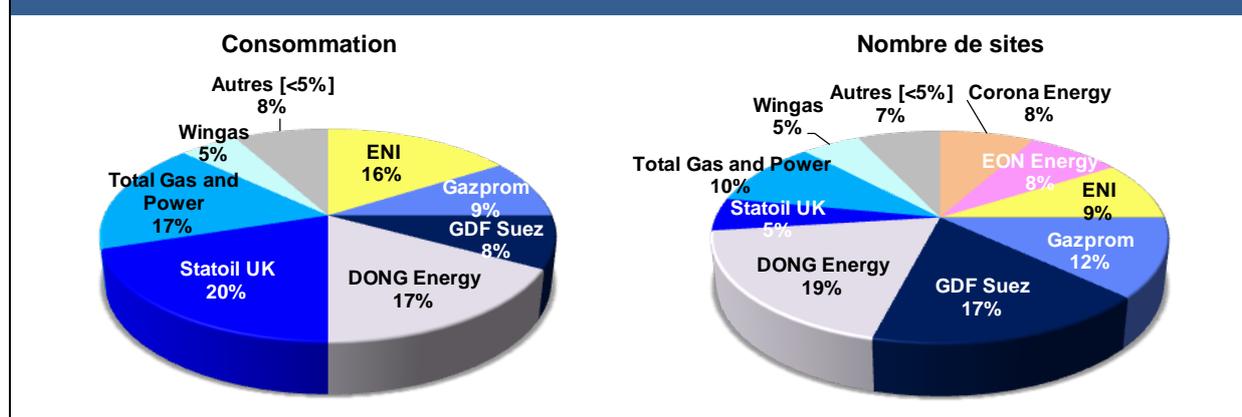
### Le marché du gaz naturel

Le marché du gaz naturel représente 588 000 clients non résidentiels, pour une consommation annuelle de 259,7 TWh. Parmi eux, 1460 clients « gazo-intensifs » (i.e. disposant d'un compteur à pas demi-heure) représentent une consommation annuelle de 123,1 TWh. Le taux de switch y est de 21,5 % pour les petits et moyens professionnels, et de 24,3 % pour les grands industriels. Ce marché demeure « très concentré ».

30 fournisseurs, dont 24 fournisseurs alternatifs, sont actifs sur ce marché (10 de plus qu'en 2011). Comparé au marché résidentiel, la présence des fournisseurs alternatifs ou indépendants est plus forte. L'acteur le plus significatif en termes de parts de marché est Dong Energy. En volume, Statoil, Dong Energy et Total Gas and Power détiennent la moitié du marché ; en nombre de sites, Dong Energy et GDF SUEZ se partagent un tiers du marché.

<sup>118</sup> The Retail Market Review – Updated domestic proposals, October 2012

Figure 113. Répartition des offres de marché des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients non résidentiels du gaz naturel (clients gazo-intensifs)



Source : OFGEM - Analyses : CRE

### 2.1.3. Synthèse

Tableau 26 : Tableau de synthèse des marchés de détail de l'électricité et du gaz britanniques

Segment de marché	Taille du marché (en millions)	Fournisseurs historiques	Fournisseurs alternatifs	Taux de switch (nombre de sites)	Parts de marché des fournisseurs alternatifs
Résidentiel électricité	27,7	EDF, EON,	12 <sup>119</sup>	12 %	1 %
Professionnel électricité	2,5	RWE Power, Scottish Power, SSE	X	24 %	X
Résidentiel gaz	22,4	British Gas	10 <sup>120</sup>	11 %	1 %
Professionnel gaz	0,6	British Gas	24	23 %	X

Source : OFGEM

## 2.2. Analyse des composantes de la facture

### 2.2.1. Le marché résidentiel

#### Le marché de l'électricité

Les prix de marché au Royaume-Uni dépendent du niveau de la consommation, de la région et du mode de paiement<sup>121</sup>.

Le calcul de la facture est fondé sur des valeurs de consommation d'un client type britannique consommant 3 300 kWh/an, à partir de la moyenne des prix des offres proposées par les six principaux fournisseurs, pondérée par leurs parts de marché, pour chaque mode de paiement<sup>122</sup>. Elle s'élève, en janvier 2013, à 531 £ par an (soit 632 €)<sup>123</sup>.

<sup>119</sup> Co-Operative Energy ; Economy Energy; Ecotricity; First Utility; Flow Energy; Good Energy; Green Energy; iSupply Energy; LoCo2; OVO Energy; Spark Energy; and Utilita

<sup>120</sup> Co-Operative Energy; Dali Gas; Economy Energy; Ecotricity; First Utility; Flow Energy; Good Energy; OVO Energy; Spark Energy; and Utilita

<sup>121</sup> Les modes de paiement les plus répandus sont le débit direct (prélèvement automatique), le paiement à l'échéance et le prépaiement. Les consommateurs qui ont opté pour un prélèvement automatique paient leur électricité moins chère.

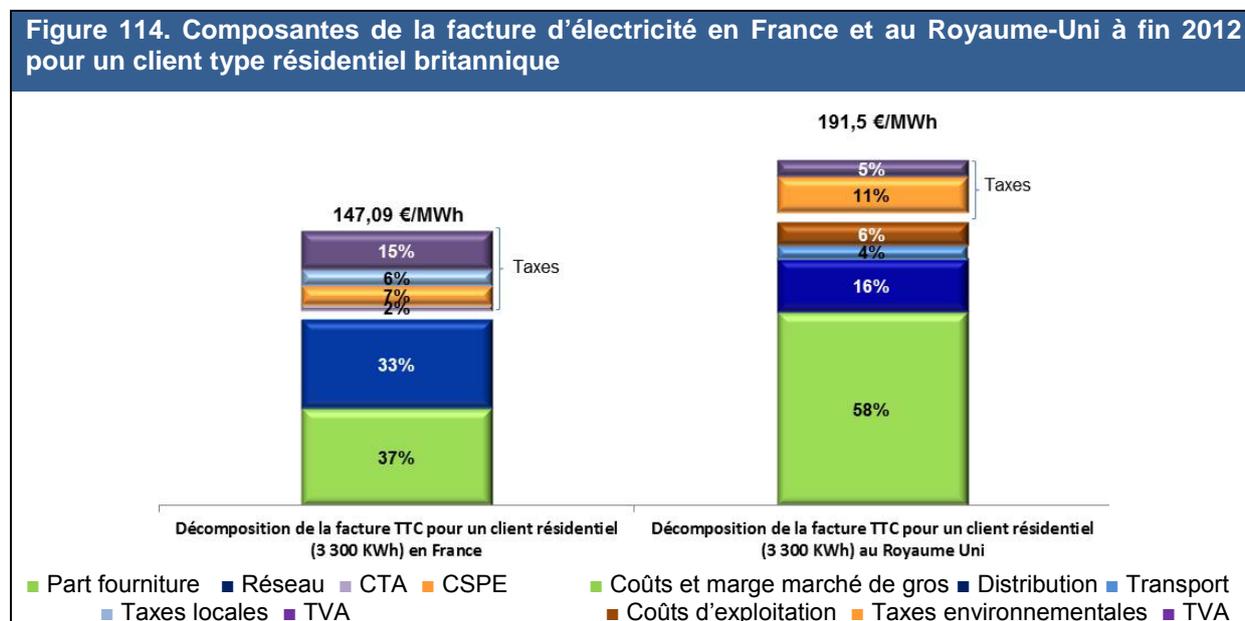
<sup>122</sup> OFGEM factsheets January 2013

<sup>123</sup> Taux de change de la Banque de France moyenne mensuelle pour le mois de septembre 2013.

La Figure 114 illustre la décomposition des factures d'un client type résidentiel britannique et d'un client résidentiel français ayant une consommation identique de 3 330 kWh.

Au Royaume-Uni, le poste « coûts et marge marché de gros », correspondant au coût de l'énergie, représente 58 % de la facture TTC. La part fourniture, qui regroupe le coût de l'énergie et les coûts commerciaux, représente seulement 37 % de la facture TTC d'un client résidentiel français équivalent.

Le consommateur français paie son électricité environ 30 % moins cher que le consommateur anglais.



Source : OFGEM - Analyses : CRE

### Le marché du gaz naturel

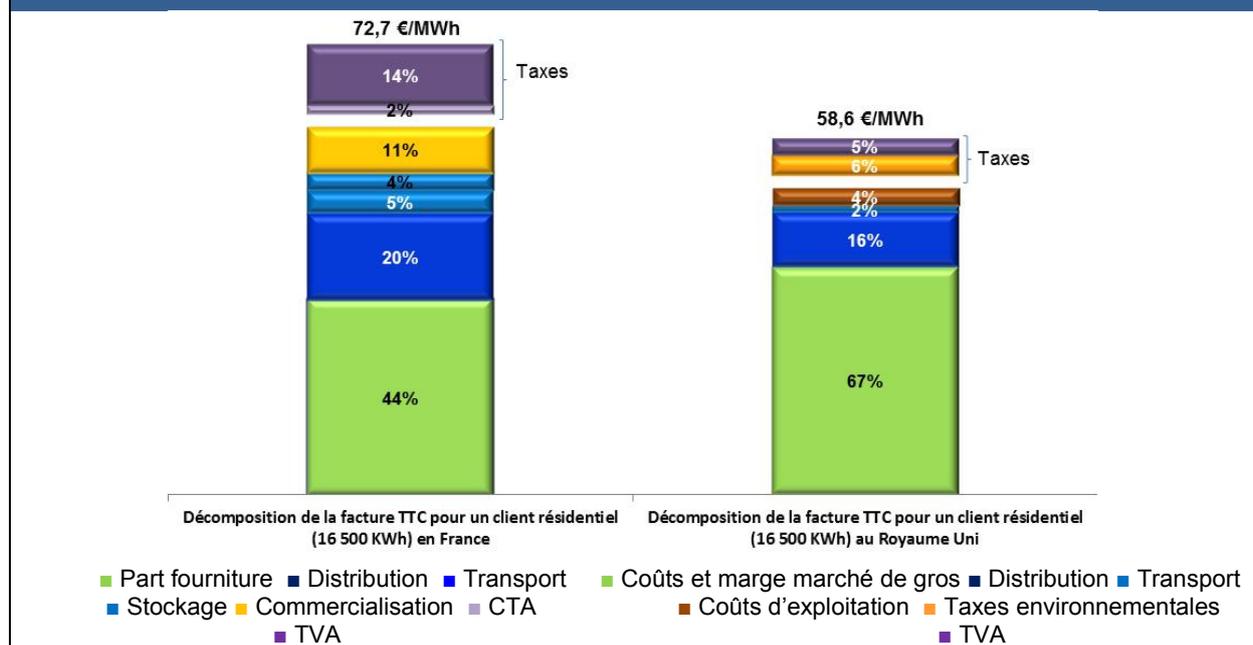
Le calcul de la facture est fondé sur la consommation d'un client type britannique à partir de la moyenne des prix des offres proposées par les six principaux fournisseurs, pondérée par leurs parts de marché, pour chaque mode de paiement. Elle s'élève, en janvier 2013, à 811 £ par an (soit 965 €)<sup>124</sup>.

La Figure 115 illustre la décomposition des factures d'un client type résidentiel britannique et d'un client résidentiel français ayant une consommation identique de 16 500 kWh.

Le consommateur français paie son gaz environ 24 % plus cher que le consommateur britannique.

<sup>124</sup> Taux de change de la Banque de France moyenne mensuelle pour le mois de septembre 2013.

Figure 115. Composantes de la facture de gaz en France et au Royaume-Uni à fin 2012 pour un client type résidentiel britannique



Source : OFGEM - Analyses : CRE

## 2.2.2. Le marché non résidentiel

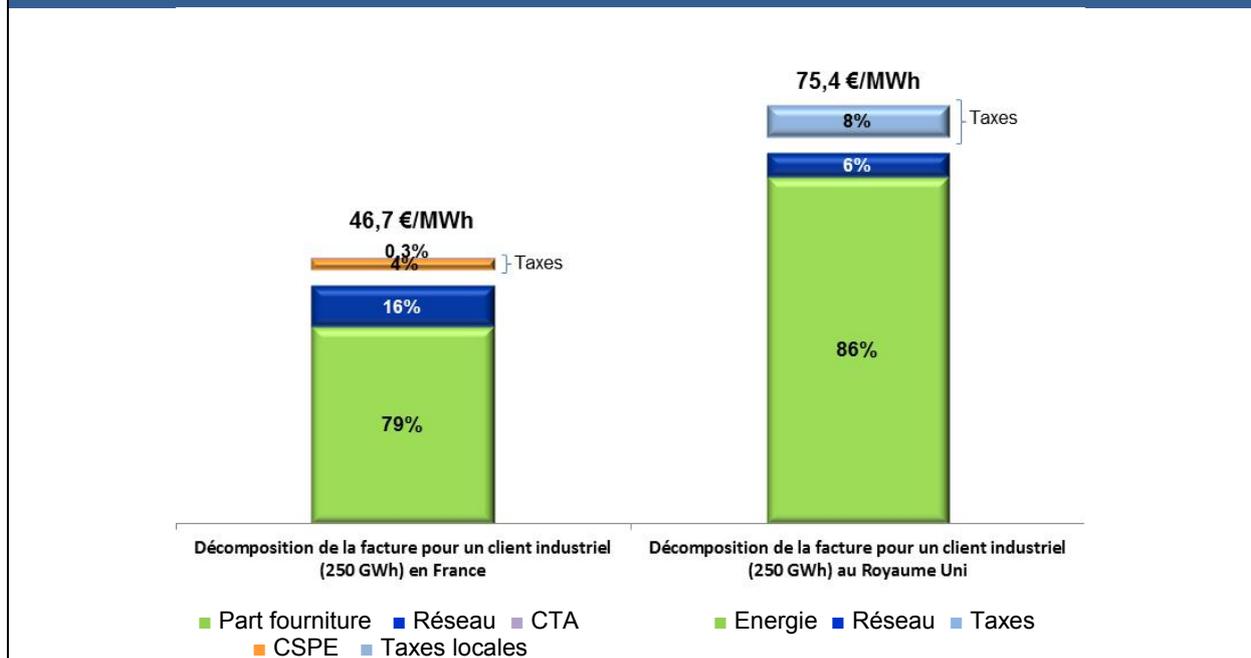
### Le marché de l'électricité

L'analyse de la décomposition du prix de l'électricité réalisée par la CRE se fonde sur les réponses que l'Ofgem a apportées au questionnaire envoyé par la CRE et sur l'étude menée par Frontier Economics pour la CREG<sup>125</sup> qui compare les prix, les composantes de la facture et la facture totale des clients industriels de plusieurs pays européens dont le Royaume-Uni et la France.

Le client type non résidentiel électro-intensif au Royaume Uni a une consommation annuelle supérieure à 150 :GWh. D'après l'Ofgem, les clients électro-intensifs payaient, à fin 2012, un prix moyen de 93,1 €/MWh (hors TVA). Toutefois, l'Ofgem ne disposant pas de données sur la décomposition de la facture par postes des coûts, la CRE s'est appuyée sur l'étude menée par la CREG en 2011 afin de comparer les factures totales d'un consommateur industriel électro-intensif au Royaume-Uni et en France. La Figure 116 ci-après illustre le cas d'un client consommant 250 GWh par an avec des données à fin 2010.

<sup>125</sup> [http://www.creg.be/pdf/NewsOnly/111026-Frontier Economics International Comp Candl Energy Prices.pdf](http://www.creg.be/pdf/NewsOnly/111026-Frontier_Economics_International_Comp_Candl_Energy_Prices.pdf)

**Figure 116. Composantes de la facture d'électricité en France à fin 2010 et au Royaume Uni à fin 2010 pour un client industriel**



Source : OFGEM - Analyses : CRE

En France, à fin 2012, pour un grand client industriel consommant 250 GWh/an en Base, la facture totale annuelle s'élevait à 13,6 millions d'euros hors TVA, soit 49,9 €/MWh. Au Royaume-Uni, le même client aurait payé 23,2 millions d'euros hors TVA.

### 3. Belgique

#### 3.1. Description de la situation de l'ouverture des marchés

Le marché de détail belge est complètement ouvert depuis 2007 dans les trois régions (Bruxelles, Flandre et Wallonie), les tarifs réglementés y étant par ailleurs supprimés pour tous les clients.

A la suite d'une étude de la CREG montrant que les prix de l'électricité étaient très élevés pour le consommateur belge, le gouvernement a décidé d'introduire un dispositif régulé, dit « filet de sécurité », par la loi du 8 janvier 2012<sup>126</sup>. Ce dispositif porte sur les prix variables de l'énergie pour les clients résidentiels et les PME<sup>127</sup> et consiste, pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> avril 2012 et le 31 décembre 2012, en un gel temporaire des indexations des parts variables des contrats en offre de marché. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013, date à laquelle ce dispositif est entré pleinement en vigueur, les indexations sont limitées à une fréquence trimestrielle, contre mensuelle auparavant, et soumises à une vérification *ex post* de la CREG.

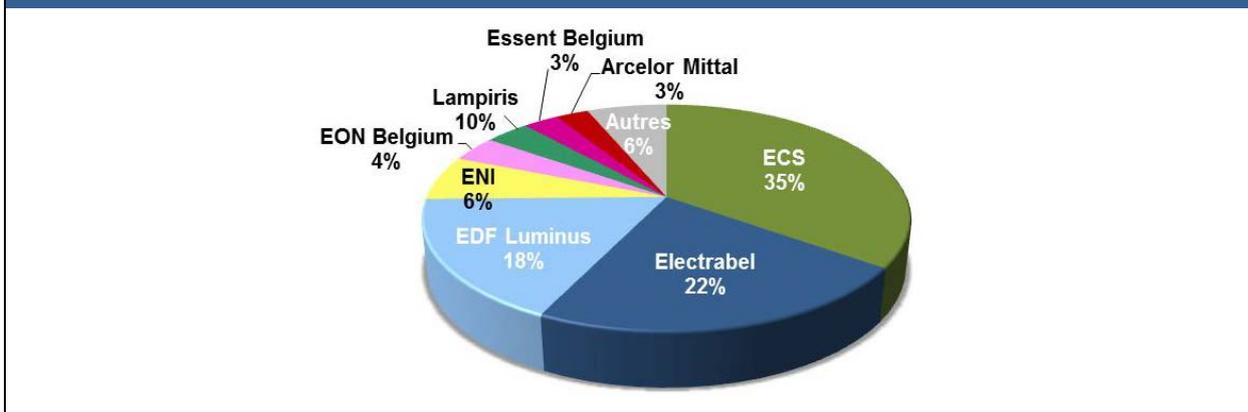
Le marché de l'énergie belge est organisé par régions (Bruxelles, Flandre et Wallonie). Quatre régulateurs sont actifs sur le marché : la CREG, régulateur fédéral, et trois autres régulateurs régionaux : la VREG en Flandre, la CWAPE en Wallonie et Brugel à Bruxelles. Dans l'analyse ci-après, lorsque les données sont indisponibles au niveau fédéral, elles sont présentées par région.

En 2012, l'ensemble du marché représente une consommation totale d'électricité de 81,0 TWh et une consommation totale de gaz de 185,6 TWh. Comme l'indique la Figure 117, trois fournisseurs se partagent 75 % du marché de l'électricité en volume. Mais les autres fournisseurs occupent une place croissante et ont encore gagné des parts de marché en 2012.

<sup>126</sup> Loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité belge et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

<sup>127</sup> Les PME présentant une consommation annuelle d'électricité inférieure à 50 000 MWh entrent dans le champ d'application de la régulation du filet de sécurité en Belgique.

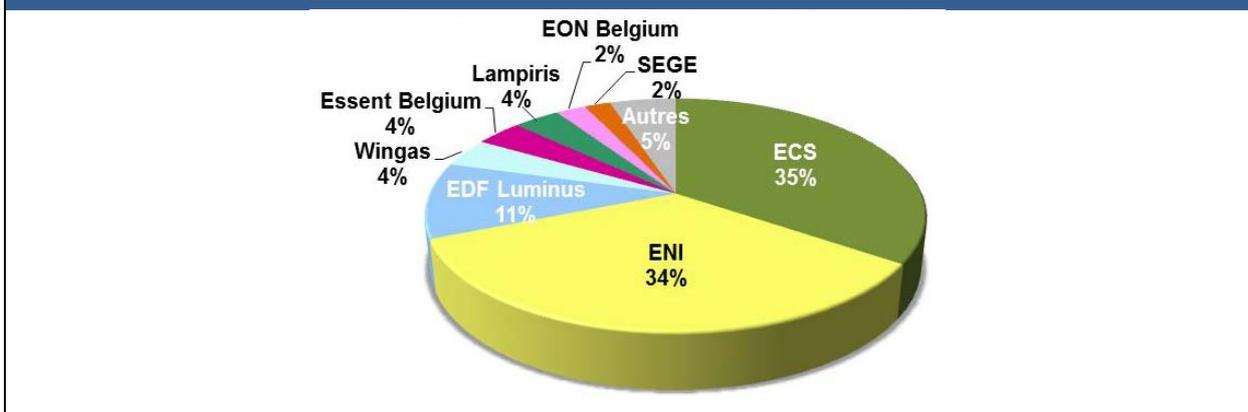
**Figure 117. Parts de marché des fournisseurs d'électricité en Belgique sur la base de l'énergie livrée en 2012<sup>128</sup>**



Source : Données CREG - Analyses : CRE

La Figure 118 montre que le marché du gaz naturel est largement dominé par deux fournisseurs qui se partagent 69 % du marché en volume. Mais, comme en électricité, les autres fournisseurs gagnent peu à peu des parts de marchés, avec une amélioration notable en 2012.

**Figure 118. Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel en Belgique sur la base de l'énergie livrée en 2012**



Source : Données CREG - Analyses : CRE

### 3.1.1. Le marché résidentiel

#### **Le marché de l'électricité**

L'ensemble du marché de l'électricité belge représente 4,5 millions de clients.

Le tableau ci-dessous montre le taux de switch<sup>129</sup> calculé dans les trois régions à fin 2012, année qui a vu un nombre de changements de fournisseurs très important ; ce taux a ainsi atteint son niveau le plus élevé depuis l'ouverture du marché. Selon la CREG, ces résultats sont dus au travail des quatre

<sup>128</sup> Les fournisseurs actifs en 2012 sont les fournisseurs qui ont effectivement livré de l'énergie en 2012. Ceci exclut par exemple les fournisseurs qui ont conclu en 2012 des contrats de livraison qui entrent en vigueur en 2013. Les parts de marché sont calculées sur base des quantités d'énergie (en TWh) fournies par chaque fournisseur et par les gestionnaires de réseau entre le 1 janvier 2012 et le 31 décembre 2012 aux clients finals.

<sup>129</sup> Le taux de switch ou le "changement de fournisseur" pour le régulateur fédéral belge est défini comme tout choix délibéré du client d'électricité ou de gaz naturel de changer d'un fournisseur d'énergie à un autre. Les nouvelles habitations ou entreprises utilisées pour la première fois, les déménagements sans changement de fournisseur ou le transfert de clients vers le gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre des obligations de service public sociales ne sont par conséquent pas inclus.

régulateurs qui ont déployé beaucoup d'efforts pour sensibiliser et informer les consommateurs sur le fonctionnement du marché.

**Tableau 27: Taux de switch en électricité**

	2011	2012
Bruxelles	4,1 %	8,3 %
Flandre	8,2 %	16,5 %
Wallonie	8,6 %	11,6 %

Source: CREG - Analyses : CRE

Les indices de concentration connaissent une évolution favorable, traduisant ainsi l'évolution des marchés de l'énergie vers davantage de concurrence<sup>130</sup>.

**Tableau 28: Indice HHI – concentration du marché de l'électricité**

	2011	2012
Bruxelles	7 477	6 605
Flandre	4 227	3 094
Wallonie	3 886	3 587

Source : Données CREG - Analyses : CRE

Le nombre de fournisseurs actifs est également plus élevé en 2012 qu'en 2011 (en particulier en électricité), avec 20 fournisseurs actifs dans la région de Bruxelles, 33 en région Flandre et 26 en Wallonie.

### **Le marché du gaz naturel**

Le marché résidentiel du gaz représente 2,6 millions de clients avec une consommation annuelle de 91,9 TWh.

Les évolutions constatées sur le marché de l'électricité en ce qui concerne les changements de fournisseurs et le degré de concentration sont valables aussi pour le marché du gaz. Les taux de switch en région de Bruxelles et de Flandre ont notamment doublé en un an.

On compte plus de fournisseurs actifs proposant du gaz en 2012 par rapport à 2011. Il y a 14 fournisseurs dans la région de Bruxelles, 26 en région Flandre et 21 en Wallonie.

**Tableau 29: Taux de switch en gaz naturel**

	2011	2012
Bruxelles	4,7 %	9,3 %
Flandre	9,2 %	18,9 %
Wallonie	11,0 %	15,0 %

Source : Données CREG - Analyses : CRE

<sup>130</sup> cf. <http://www.creg.info/pdf/Presse/2013/compress20130610fr.pdf>

**Tableau 30: Indice HHI – concentration du marché du gaz naturel**

	2011	2012
Bruxelles	7 402	6 476
Flandre	4 157	2 815
Wallonie	3 501	3 261

Source : Données CREG - Analyses : CRE

### 3.1.2. Le marché non résidentiel

#### Le marché de l'électricité

En 2010, la CREG a identifié 366 sites avec une consommation annuelle supérieure à 10 GWh ou souscrivant une puissance supérieure à 5 MW. La consommation totale de ces sites est de 31,8 TWh, soit 37,8 % de la consommation des clients finals en Belgique. En 2012, la consommation des grands sites industriels est de 26,7 TWh.

Les plus grands clients industriels en Belgique sont fournis par Electrabel qui détient la part de marché la plus importante sur ce segment<sup>131</sup>. RWE, SPE et EDF Belgium, E.ON Belgium, Eneco International, Nuon Belgium et Essent Belgium s'y partagent le reste du marché.

#### Le marché du gaz naturel

En 2012, l'ensemble du marché non résidentiel de gaz naturel représente 250 sites. La consommation de gaz de ces clients professionnels sur les réseaux de distribution s'élève à 93,6 TWh et de ceux raccordés au réseau de transport, 45,6 TWh.

### 3.1.3. Synthèse

**Tableau 31 : Tableau de synthèse des marchés de détail de l'électricité et du gaz belges**

Segment de marché	Taille du marché (en milliers)	Fournisseurs historiques	Fournisseurs alternatifs	Taux de switch	Parts de marché des 3 plus grands fournisseurs
Résidentiel électricité	4 500	2	26	12 %	75 %
Professionnel électricité	0,4				
Résidentiel gaz	2 600		20		80 %
Professionnel gaz	250			14 %	

Source : Données CREG

## 3.2. Analyse des composantes de la facture

### 3.2.1. Le marché résidentiel

#### Le marché de l'électricité

Les mesures de régulation des marchés prises en 2012 ont fortement influencé à la baisse l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel en Belgique. Toutefois, alors que la part énergie est restée stable jusqu'à fin 2012, le prix moyen global pour le client résidentiel, toutes taxes comprises, a augmenté par rapport à 2011, en raison notamment de la hausse des tarifs de distribution, des charges liées aux énergies renouvelables et de la cotisation fédérale.

Pour établir la facture totale du client final, la méthodologie part d'un prix de l'énergie moyen pondéré sur la base de trois offres avec tarif simple:

<sup>131</sup> cf. <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1134FR.pdf>

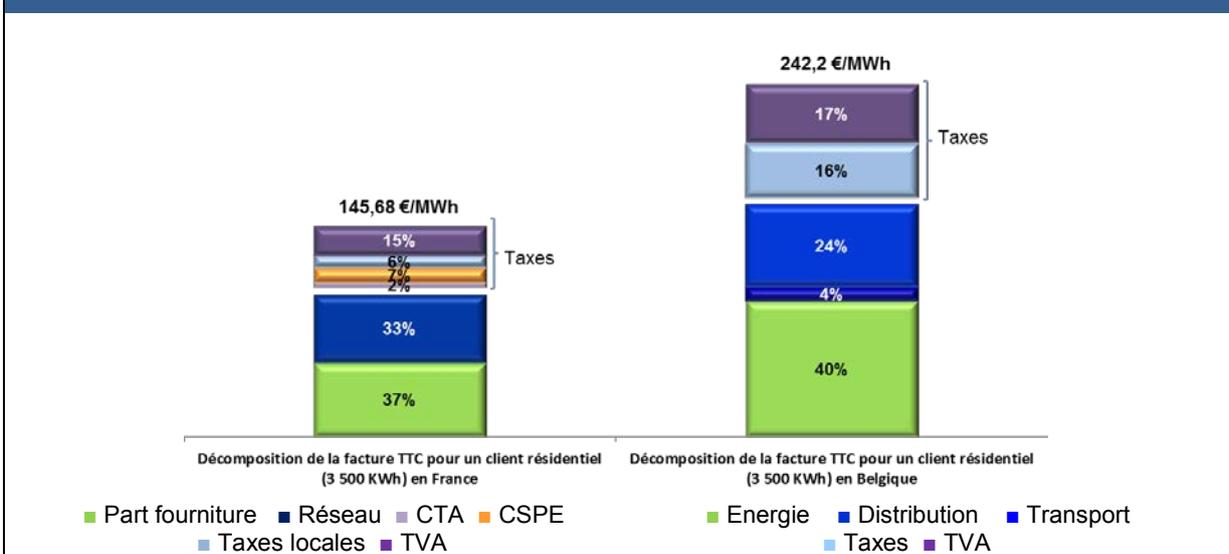
- l'offre par défaut du fournisseur par défaut dans une région donnée;
- la meilleure offre dans la même région de ce fournisseur par défaut;
- une offre concurrente du second fournisseur du marché en ordre d'importance

Ces offres peuvent mentionner à la fois des prix variables et des prix fixes.

Le client type résidentiel a une consommation annuelle de 3 500 kWh en option Base avec un compteur mono-horaire. Il se voit appliquer un tarif composé de trois éléments : le prix de l'énergie, construit sur des prix de l'énergie indexés, les tarifs de réseau et les taxes. A fin 2012, il paye 242,2 €/MWh, ce qui correspond une facture annuelle moyenne de 848 € TTC.

La CRE a calculé la facture d'un consommateur français qui aurait une consommation identique au consommateur belge dans les conditions tarifaires applicables en France. Les résultats montrent que les consommateurs français paient leur électricité 66 % moins cher.

**Figure 119. Composantes de la facture d'électricité en France et en Belgique à fin 2012 pour un client type résidentiel belge**



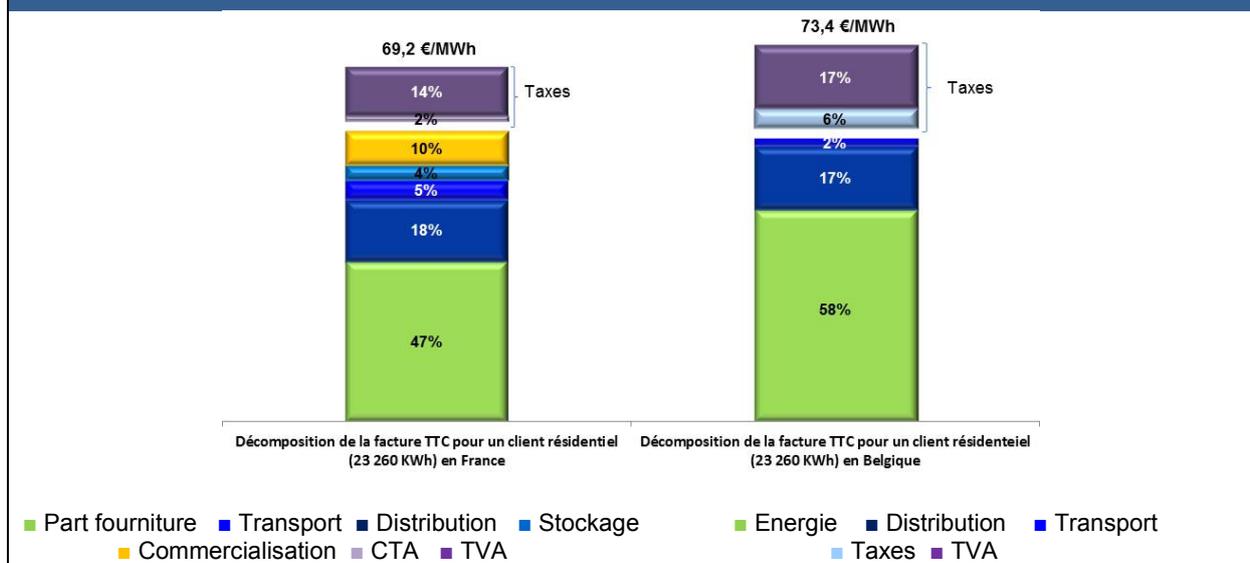
Source : CREG - Analyses : CRE

### Le marché du gaz naturel

Le client type résidentiel en gaz en Belgique a une consommation annuelle de 23 260 kWh (client chauffage) et paye 73,40 €/MWh à fin 2012, soit une facture annuelle en moyenne nationale de 1 708,22 € TTC.

La CRE a calculé la facture d'un consommateur français qui aurait une consommation identique au consommateur belge dans les conditions tarifaires applicables en France. Les résultats obtenus montrent que le client français paie son gaz naturel 6 % moins cher que le client belge.

**Figure 120. Composantes de la facture de gaz en France et en Belgique à fin 2012 pour un client type résidentiel belge**



Source : Données: CREG - Analyse : CRE

### 3.2.2. Le marché non résidentiel

#### Le marché de l'électricité

Sur le segment des grands consommateurs industriels dont la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh ou dont la puissance souscrite est supérieure à 5 MW, les prix proposés aux clients ne sont pas publics. La CREG, qui dispose de compétences en matière de surveillance du marché, en particulier sur les prix, collecte auprès des fournisseurs des données sur les clients lui permettant de mener des études comparatives confidentielles. La CREG estime par ailleurs qu'il est difficile de définir un client type industriel en raison de la grande diversité de clients et de profils de ce segment.

En conséquence, seuls des éléments statistiques sont mentionnés ici, qui portent sur l'année d'étude de la CREG, à savoir 2010.

Les prix de l'énergie facturés aux grands clients industriels s'échelonnent entre 29 et 110 €/MWh. Le prix de l'énergie médian est de 64,6 €/MWh, les prix des 1<sup>er</sup> et 3<sup>ème</sup> quartiles sont respectivement de 59,3 €/MWh et 72,5 €/MWh. Autrement dit, la moitié des grands clients industriels belges payent un prix compris entre 59,3 et 72,5 €/MWh<sup>132</sup>.

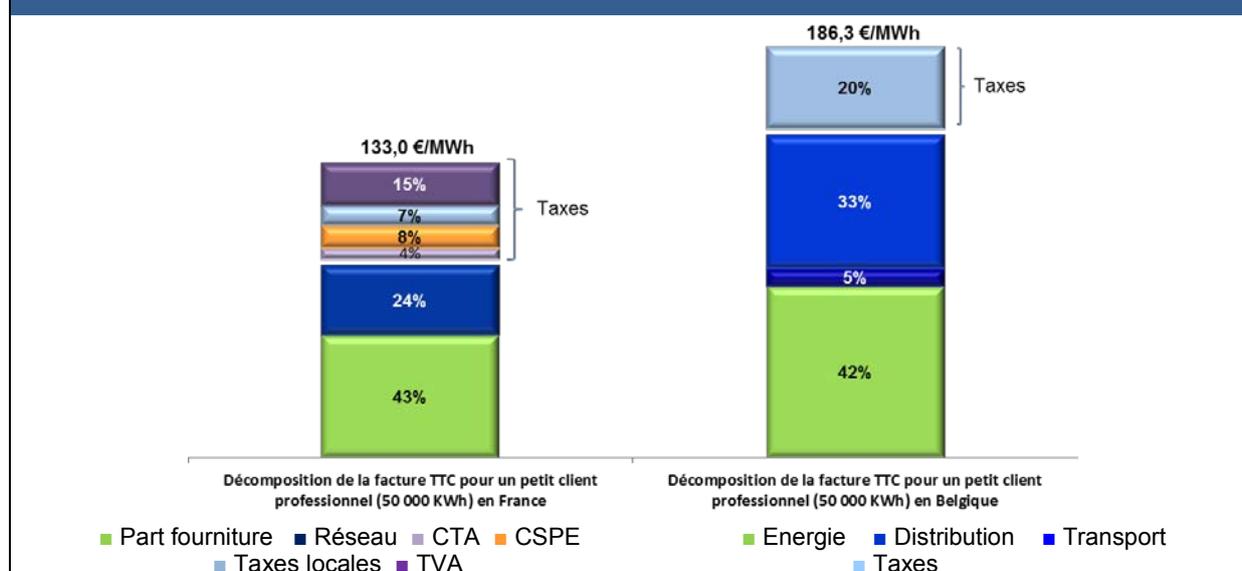
Il est possible d'analyser la décomposition de la facture, à fin 2012, d'un petit client professionnel type belge et de la comparer avec un client de caractéristiques similaires en France.

Le client type belge consomme 50 000 KWh/an en option Base. Pour le client français, la CRE a fondé son analyse sur un client Bleu professionnel au tarif réglementé consommant également 50 000 KWh/an en option Base avec une puissance souscrite de 18 kVA.

La Figure 121 illustre les résultats obtenus. A fin 2012, le client professionnel français payait sa facture annuelle d'électricité 40 % moins cher que le client professionnel belge. Toutefois, il s'agit là d'une moyenne nationale, les disparités régionales en Belgique pouvant parfois être fortes en raison de niveaux différenciés des prélèvements et taxes en vigueur : ce même client paierait 8 668 €/an à Bruxelles, 9 295 €/an en région Wallonne et 9 986 €/an en région Flandre.

<sup>132</sup> cf. étude CREG disponible au lien suivant : <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1134FR.pdf>

Figure 121. Composantes de la facture en France et en Belgique à fin 2012 pour un client professionnel type belge



Source : Données : CREG - Analyses : CRE

#### 4. Synthèse

Tableau 32 : Comparaison européenne

Indicateurs (marché résidentiel)	Tarifs régulés	Taille de marché		Taux de switch		Part de marché <sup>133</sup>		Nombre de fournisseurs		Prix <sup>134</sup> en €/MWh	
	⚡	⚡	🌿	⚡	🌿	⚡	🌿	⚡	🌿	⚡	🌿
France	✓	30,8M	10,6M	4%	5%	97%	89%	9	8	156,2	69,5
Allemagne	X	44,7M	10,7M	8%	9%	43%	29%	60	30	260,6	64,8
Royaume Uni	X	27,6M	22,0M	12%	10%	56%	63%	18	16	191,5	58,6
Belgique	X <sup>135</sup>	4,5M	2,6M	12%	14%	75%	69%	26 <sup>119</sup>	20 <sup>136</sup>	242,2	73,4

<sup>133</sup> Part de marché des trois fournisseurs le plus importants en volume.

<sup>134</sup> Pour le client type résidentiel propre à chaque pays.

<sup>135</sup> Le gel temporaire des indexations des contrats variables connu sous la forme de « filet de sécurité » est considéré comme un type de régulation en Belgique.

<sup>136</sup> Moyennes calculée pour les 3 régions en Belgique.

Figure 122. Synthèse du marché résidentiel de l'électricité

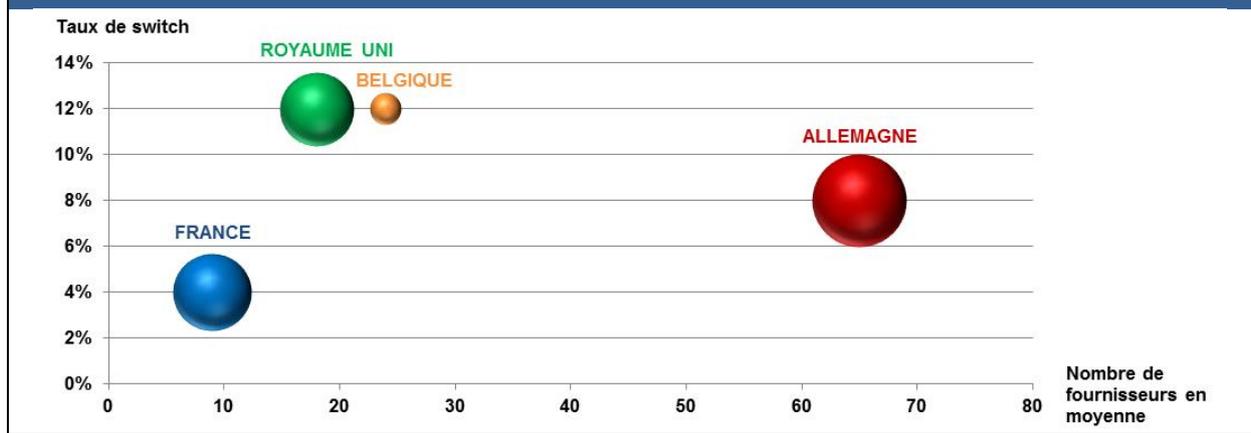
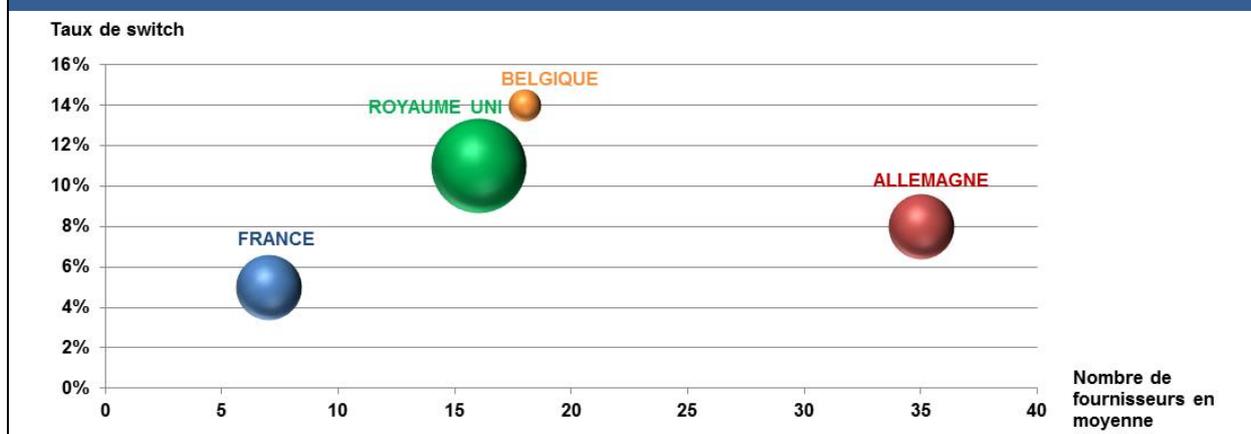


Figure 123. Synthèse du marché résidentiel du gaz naturel



Dans son deuxième rapport de surveillance des marchés publié à la fin du mois de novembre 2013<sup>137</sup>, l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) présente un état de lieux du développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Europe au cours de l'année 2012. Les conclusions de ce rapport montrent que des barrières à l'entrée sur le marché de détail perdurent dans un grand nombre des pays, limitant le développement de la concurrence et le choix des consommateurs. Au début de l'année 2013, les principales barrières à l'entrée identifiées par l'ACER sont : les difficultés des consommateurs à changer de fournisseur, la réglementation des prix de détail et le cadre réglementaire de la tarification des réseaux. En général, bien que le choix du consommateur soit facilité par l'existence d'outils de comparaison des offres, les taux de switch restent stables ou sont en baisse dans la plupart des pays de l'Union européenne.

Malgré une faible croissance économique, les prix de l'électricité et du gaz naturel en 2012 ont augmenté de façon significative pour les ménages et les clients industriels dans la majorité des états membres de l'Union Européenne. En moyenne, les prix de l'électricité toutes taxes comprises ont augmenté de 4,6 % pour les ménages et de 5,2 % pour les consommateurs industriels. Les prix du gaz toutes taxes comprises pour les ménages et les consommateurs industriels ont augmenté de 10 et 11 % respectivement.

De grandes disparités persistent encore concernant les prix de l'électricité et du gaz pour les ménages et les consommateurs industriels, y compris entre des pays ayant la même structure de marché de détail. Dans la plupart des états membres, les prix de l'énergie des ménages sont fortement influencés par les taxes et les tarifs d'utilisation des réseaux, qui composent souvent plus de la moitié de la

<sup>137</sup> [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf)

facture totale. Au cours de ces dernières années, les taxes et contributions ont considérablement augmenté dans de nombreux états membres, notamment en raison des coûts occasionnés par le soutien aux énergies renouvelables.

## Lexique

**ACER (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)** : organisme européen doté de la personnalité juridique, institué par le règlement (CE) n° 713/2009 du 13 juillet 2009 et mis en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011 et son siège est situé à Ljubljana, en Slovénie. Son objectif est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau européen et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle-clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

**AFIEG (Association française indépendante de l'électricité et du gaz)** : association regroupant des opérateurs du secteur électrique et gazier, en particulier des fournisseurs actifs sur le segment des gros consommateurs.

**ANODE (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie)** : association regroupant des opérateurs du secteur électrique et gazier, en particulier des fournisseurs actifs sur le segment des petits et moyens consommateurs.

**ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique)** : dispositif instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 (codifiée aux articles L. 336-1 et suivants du code de l'énergie) permettant, à titre transitoire, aux opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou aux gestionnaires de réseaux pour leur pertes d'acheter, auprès d'EDF, des volumes d'électricité produite par ses centrales nucléaires situées sur le territoire national et mises en service avant le 7 décembre 2010, à prix régulé, à des conditions définies par les textes réglementaires, et dans une limite globale de 100 TWh par an.

**CAR (consommation annuelle de référence) (G)** : estimation de la quantité de gaz consommée, exprimée en kWh, pour un point de comptage donné, pendant une année et à conditions climatiques moyennes. Elle est calculée chaque année par le gestionnaire de réseau chaque année.

**CARD (contrat d'accès au réseau de distribution) (E)** : contrat au sens de l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un utilisateur et un gestionnaire de réseaux de distribution, pour un site et donnant droit au titulaire à accéder au réseau concerné. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

**CART (contrat d'accès au réseau de transport) (E)** : contrat au sens de l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un utilisateur et RTE, pour un site et donnant droit au titulaire à accéder au Réseau Public de Transport. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

**CEER (Council of European Energy Regulators)** : 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, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc. – 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.

**Changement de fournisseur** : action par laquelle un consommateur change de fournisseur pour le même point de livraison (ainsi, les déménagements sont comptabilisés séparément).

**Consommation annuelle d'électricité (E)** : représente le volume d'électricité qui serait consommé sur une année entière par un portefeuille de clients tel qu'il est composé à une date donnée *t*.

**Contestabilité** : une offre est dite contestable si un fournisseur, compte tenu de ses coûts d'approvisionnement, est en mesure de proposer au même client un prix plus intéressant que celui de ladite offre.

**Contrat d'acheminement (G)** : contrat conclu entre un opérateur et un client ou un fournisseur, en application duquel l'opérateur réalise une prestation d'acheminement du gaz sur le réseau de distribution (CAD, contrat d'acheminement distribution) ou sur le réseau de transport (CAT, contrat d'acheminement transport).

**Contrat de gré à gré (également dit en OTC, « over-the-counter »)** : contrat d'approvisionnement conclu directement entre deux parties, sans passer par une bourse.

**CSE (Conseil supérieur de l'énergie)** : organe consultatif de l'Etat, remplaçant depuis la loi n° 2005-781 le conseil supérieur de l'électricité mis en place par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 regroupant des parlementaires et des représentants de l'Administration, des collectivités locales, des associations de consommateurs et des représentants des entreprises des secteurs électrique, gazier, pétrolier, des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Le CSE est consulté par l'Etat avant l'examen de chaque acte réglementaire relatif au secteur de l'énergie.

**CSPE (contribution au service public de l'électricité)** : instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise :

- à compenser les charges de service public de l'électricité, qui sont supportées par les fournisseurs historiques, EDF pour l'essentiel, Électricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution (ELD) ;
- à financer le budget du Médiateur national de l'énergie.

Les charges de service public d'électricité couvrent :

- les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables et les surcoûts résultant des contrats « appel modulable » ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental, afin de permettre la péréquation tarifaire dans les ZNI (Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein). Les tarifs dans ces zones sont les mêmes qu'en métropole continentale alors même que les moyens de production y sont plus coûteux ;
- les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale produit de première nécessité (TPN) et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ;
- les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations.

**CTA (contribution tarifaire d'acheminement)** : prélèvement additionnel au tarif d'utilisation des réseaux et qui assure le financement des retraites des agents des activités régulées.

**CU (contrat unique)** : contrat, au sens de l'article L. 111-92 du code de l'énergie, regroupant la fourniture et l'accès aux réseaux, conclu entre un consommateur final et un fournisseur, pour un site de consommation donné.

**Démarchage net** : différence entre le nombre de clients entrant dans le portefeuille d'un fournisseur et le nombre de clients sortant de ce portefeuille (sans prise en compte des déménagements). Globalement, les flux liés au démarchage sont nuls.

**ELD (entreprise locale de distribution)** : entreprise ou régie qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF ou GrDF.

**ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas)** : structure créée par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003. Elle a été dissoute le 1<sup>er</sup> juillet 2011 avec l'entrée en activité de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Ses travaux ont été intégrés aux activités de l'ACER. L'ERGEG conseillait et assistait la Commission européenne 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. Il comprenait la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y participaient en tant qu'observateurs.

**Exeltium** : société de capitaux agréée qui a pour activité l'acquisition de contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité, mentionnée à l'article 238 bis HV du code général des impôts.

**Expéditeur (G)** : partie ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport. L'expéditeur peut être, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, tels que définis à l'article L. 111-97 du code de l'énergie.

**Fournisseur (E)** : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions de l'article L. 333-1 du code de l'énergie et du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 modifié.

**Fournisseur (G)** : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions de l'article L. 443-1 du code de l'énergie et du décret n° 2004-250 du 19 mars 2004.

**Fournisseur alternatif** : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques pour l'énergie considérée.

**Fournisseur historique** : la notion de fournisseur historique utilisée dans le présent rapport recouvre :

(E) dans le cas de l'électricité, EDF et les ELD, ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

(G) dans le cas du gaz naturel, GDF SUEZ, TEGAZ, les ELD, ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

**Gestionnaire de réseau de transport ou de distribution** : société en charge de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

**HHI – Indice Herfindahl-Hirschman (HHI)** : L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

**Mise en service** : démarrage de la fourniture d'un client nouvellement installé, soit sur un point de livraison existant au préalable (cas des mises en service sur site existant), soit sur un nouveau point de livraison (cas des premières mises en service).

**Nombre de sites** : décompte, à une date donnée, du nombre de sites actifs. Pour un site multifournisseurs :

(E) dans le cas de l'électricité, celui-ci est rattaché au portefeuille de son fournisseur principal (responsable d'équilibre pour les clients en CARD et CART).

(G) dans le cas du gaz naturel, celui-ci est rattaché au portefeuille dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

**Nord-B/Nord-H** : la zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour « bas pouvoir calorifique »). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz H (pour « haut pouvoir calorifique »), dont les propriétés sont celles du gaz distribué sur le territoire à l'exception de la zone Nord-B.

**Offre de fourniture** : contrat proposé par un fournisseur à un consommateur afin d'assurer à ce dernier son approvisionnement en électricité ou en gaz naturel. Deux types d'offres existent sur le marché :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques sur leur territoire respectif et dont le prix est fixé par les pouvoirs publics. Le territoire d'un fournisseur historique est défini par un contrat de concession ou un règlement de service de régie. La souscription à ces tarifs est soumise à conditions.
- les contrats en offre de marché, qui peuvent être proposés par tous les fournisseurs.

**Outil de pricing** : permet d'effectuer des estimations des coûts afférents à la fourniture d'un type de client donné. Ces analyses permettent *in fine* de réaliser des études de contestabilité d'une offre de marché vis-à-vis du tarif réglementé de vente. La CRE a développé des outils pour le marché de l'électricité et pour le marché du gaz naturel.

**PEG (point d'échange de gaz) (G)** : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

**Périmètre d'équilibre (E)** : le périmètre d'équilibre contractuel est constitué par des moyens d'injection (sites physiques de production, achat en bourse ou à d'autres acteurs, imports) et des

éléments de soutirage (sites physiques de consommation, vente sur la bourse ou à d'autres acteurs de manière bilatérale).

**Point d'entrée (G) :** point physique où l'expéditeur met à disposition de GRTgaz tout ou partie du gaz en exécution du contrat d'acheminement. Un point d'entrée est rattaché à une et une seule zone d'équilibrage.

**Résiliation de contrat :**

(E) en électricité, elle correspond à l'arrêt contractuel de fourniture d'électricité d'un site donné. Le site sort alors du périmètre de livraison de son ancien fournisseur et passe du statut d'actif à inactif (point sans fournisseur).

(G) en gaz naturel, celle-ci se fait en même temps que la mise hors service du site.

**Responsable d'équilibre (E) :** opérateur engagé contractuellement, auprès de RTE, à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité soutirée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (français ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier etc.)

**Segments du marché de détail :**

(E) le marché de détail est divisé en quatre segments :

- Grands sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- Sites moyens non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- Petits sites non résidentiels : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- Sites résidentiels : sites de particuliers. En général, leur puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et leur consommation annuelle inférieure à 10 MWh.

La segmentation non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

(G) le marché de détail est divisé en trois segments :

- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels, raccordés au réseau de distribution

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

**Site :** lieu de consommation de gaz ou d'électricité. Un site peut comporter plusieurs points de livraison (compteurs).

**Spot :** énergie achetée pour un jour donné, soit le jour avant (DA : *day ahead*), soit dans la journée même (WD : *within day*). Ces achats sont utilisés entre autres pour l'équilibrage.

**TRV (tarif réglementé de vente) :** les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques.

(E) En électricité, les TRV se décomposent en trois catégories tarifaires. Les sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA se fournissent au tarif bleu, les sites raccordés en basse tension et souscrivant une puissance comprise entre 36 kW et 250kW se fournissent au tarif jaune et enfin les sites raccordés en haute tension (HTA et HTB) et souscrivant une puissance supérieure à 250 kW se fournissent au tarif vert.

Plusieurs options tarifaires sont disponibles, selon les catégories tarifaires considérées.

Un client au tarif bleu peut choisir entre trois options :

- Base : le tarif est le même pour toutes les heures de l'année.
- Heures pleines/heures creuses : il existe deux niveaux de prix en fonction de l'instant de consommation
- Tempo : le prix dépend de l'instant et du jour de consommation (trois périodes existent : bleu, blanc et rouge)

L'option EJP (effacement jours de pointe) est en extinction et non disponible à la souscription.

**(G)** Les tarifs réglementés de vente de gaz sont de deux types :

- les tarifs en distribution publique pour les clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an.
- les tarifs à souscription, destinés aux professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an.

#### Tarifs d'utilisation des infrastructures

**(E) TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité)** : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (transport et distribution), couvrant les coûts engagés par les gestionnaires de réseaux publics pour l'exploitation et l'entretien des réseaux, ainsi que leur développement afin de permettre le raccordement des producteurs et des consommateurs. Ces tarifs sont élaborés par la CRE de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace en prenant en compte les orientations de politique énergétique indiquées par le gouvernement. Ces tarifs sont transmis aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

**(G)** Les tarifs d'utilisation des infrastructures régulées en gaz naturel sont fixés par la CRE : **ATRT** pour l'accès des tiers aux réseaux de transport, **ATRD** pour l'accès des tiers aux réseaux de distribution et **ATTM** pour l'accès des tiers aux terminaux méthaniers. L'accès au stockage n'est pas régulé.

**Taux de rotation ou taux de *switch*** : d'après la définition de l'ERGEG, le changement de fournisseur correspond à l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Le taux de *switch* est le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client, et du nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de *switch* ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseur.

Le taux de *switch* annuel se calcule de la manière suivante :

- Somme sur l'année considérée
  - des changements de fournisseur, chez tous les fournisseurs, ayant lieu pendant cette année
  - des mises en service de nouveaux sites chez les fournisseurs alternatifs et les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de l'année considérée.

**TCFE (taxe sur la consommation finale d'électricité)** : depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, les taxes locales sur l'électricité (TLE), qui étaient perçues par les communes et les départements, ont été remplacées par la taxe sur la consommation finale d'électricité, répartie entre les communes et les départements.

**Ventes brutes** : indicateur calculé, pour un fournisseur, comme la somme des changements de fournisseur en sa faveur et des mises en service. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur lors de l'acquisition de nouveaux sites. Elles représentent donc l'ensemble des clients acquis par les fournisseurs mais ne tiennent pas compte des clients que ce dernier a pu perdre au cours de la même période.

**Ventes nettes** : indicateur calculé, pour un fournisseur, comme les ventes brutes de ce fournisseur auxquelles est soustrait le nombre de clients perdus, soit lors d'un changement de fournisseur en sa défaveur, soit lors d'une résiliation de contrat. Les ventes nettes représentent donc le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis dans son portefeuille durant la période considérée.

**ZET (zone d'équilibrage transport)** : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz. Chaque expéditeur est soumis à une obligation générale d'équilibrage sur chaque zone d'équilibrage et ce afin de limiter l'ampleur des déséquilibres à compenser par les GRT. Fin 2011, il y a quatre zones d'équilibrage en France, les zones Nord-B, Nord-H et Sud pour le réseau GRTgaz et la zone Sud-Ouest pour le réseau TIGF.

**ZNI (zones non interconnectées)** : zones du territoire national qui ne sont pas reliées par des lignes électriques au réseau métropolitain continental (DOM, Corse, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon, îles bretonnes).

## Tableaux

Tableau 1. Segments de clientèle en électricité.....	11
Tableau 2. Droit aux tarifs pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA.....	13
Tableau 3. Segments tarifaires des consommateurs raccordés au réseau de distribution .....	36
Tableau 4: Écart entre les recettes issues des tarifs en vigueur depuis l'été 2012, appliqués aux volumes 2012, et les coûts constatés 2012, rapporté aux tarifs.....	48
Tableau 5: Hausse des tarifs réglementés de vente qu'il aurait fallu appliquer à l'été 2013 pour couvrir les coûts prévisionnels 2013 d'EDF estimés par la CRE.....	49
Tableau 6: Détail des éléments de la hausse du tarif réglementé de vente Bleu qu'il aurait fallu envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts prévisionnels 2013 d'EDF estimés par la CRE .....	49
Tableau 7: Hausse prévisionnelle des tarifs réglementés de vente en 2014 et 2015 pour couvrir les coûts estimés sur chacune des années.....	50
Tableau 8. Droit ARENH par profil pour les clients résidentiels et professionnels .....	56
Tableau 9: Comparaison des quantités d'ARENH ex ante et ex post en MW .....	58
Tableau 10: Comparaison des quantités d'ARENH ex ante et ex post en TWh .....	58
Tableau 11: Dispersion des « sur-souscriptions » .....	58
Tableau 12: Dispersion des « sur-souscriptions » .....	59
Tableau 13: Part de demande excédentaire après retraitement.....	59
Tableau 14: Impact financier du complément de prix par catégorie de consommateurs .....	59
Tableau 15: Montant des frais supportés par un fournisseur .....	68
Tableau 16. Hausse qu'il aurait fallu effectuer sur le tarif réglementé de vente en vigueur au 1er août 2012 pour assurer sa contestabilité en moyenne.....	69
Tableau 17. Hausse à effectuer sur le tarif réglementé de vente en vigueur au 1er août 2013 pour assurer sa contestabilité en moyenne.....	69
Tableau 18 : Répartition du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ .....	70
Tableau 19: Résultat de l'analyse des données de coûts .....	115
Tableau 20: Résultat de l'analyse des données de coûts .....	116
Tableau 21: Évolution prévisionnelle des charges de service public de l'électricité (2014 à 2018).....	121
Tableau 22: Résultat de l'analyse des données de coûts .....	122
Tableau 23: Situation du parc de cogénération bénéficiant d'une obligation d'achat.....	124
Tableau 24 : Segments de clientèle .....	129
Tableau 25 : Tableau de synthèse des marchés de détail de l'électricité et du gaz allemands à fin 2012 .....	131
Tableau 26 : Tableau de synthèse des marchés de détail de l'électricité et du gaz britanniques .....	139
Tableau 27: Taux de switch en électricité.....	144
Tableau 28: Indice HHI – concentration du marché de l'électricité.....	144
Tableau 29: Taux de switch en gaz naturel .....	144
Tableau 30: Indice HHI – concentration du marché du gaz naturel.....	145
Tableau 31 : Tableau de synthèse des marchés de détail de l'électricité et du gaz belges .....	145
Tableau 32 : Comparaison européenne .....	148

# Figures

Figure 1. Typologie des sites en électricité au 31 décembre 2012.....	12
Figure 2. Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2012.....	14
Figure 3. Connaissance du droit à changer de fournisseur d'énergie (en%).....	15
Figure 4. Fournisseurs nationaux d'électricité actifs au 31 décembre 2012.....	17
Figure 5. Répartition des offres en nombre de sites et en consommation.....	17
Figure 6. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2011 et 2012.....	18
Figure 7. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2011 et 2012.....	18
Figure 8. Évolution du nombre de sites en offre de marché.....	19
Figure 9. Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché (en TWh).....	20
Figure 10. Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés en 2012.....	21
Figure 11. Part de la consommation totale de chaque type de client fournie par les fournisseurs alternatifs.....	22
Figure 12. Répartition des offres de marché à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011, sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels.....	23
Figure 13. Répartition des offres de marché à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011 sur le segment des petits sites non résidentiels.....	23
Figure 14. Répartition des offres de marché à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011 sur le segment résidentiel.....	24
Figure 15. Répartition des consommations par secteur d'activité pour les clients transport.....	24
Figure 16. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2011 et 2012 sur le territoire des ELD.....	25
Figure 17. Évolution de la répartition des volumes par type d'offre entre 2011 et 2012 sur le territoire des ELD.....	25
Figure 18. Évolution du nombre de sites en offre de marché sur le territoire des ELD.....	26
Figure 19. Évolution de la consommation annualisée en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh).....	26
Figure 20. Évolution du nombre de mises en service par trimestre au cours de l'année 2012.....	27
Figure 21. Évolution du nombre de changements de fournisseur au cours de l'année 2012.....	28
Figure 22. Évolution des ventes brutes par trimestre au cours de l'année 2012.....	28
Figure 23. Évolution des ventes nettes par trimestre au cours de l'année 2012.....	29
Figure 24. Taux de rotation entre 2008 et 2012.....	29
Figure 25. Fournisseurs nationaux de gaz actifs au 31 décembre 2012.....	31
Figure 26. Répartition des offres en nombre de sites et en volume.....	31
Figure 27. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2011 et 2012.....	32
Figure 28. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2011 et 2012.....	32
Figure 29. Répartition des sites par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2012.....	33
Figure 30. Répartition des volumes fournis par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2012.....	34
Figure 31. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché.....	35
Figure 32. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché (en TWh).....	35
Figure 33. Répartition des ventes de GDF SUEZ aux tarifs réglementés de vente en distribution publique en 2012.....	36
Figure 34. Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs selon l'option tarifaire.....	37
Figure 35. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport.....	38
Figure 36. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution.....	38
Figure 37. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2012 et évolution par rapport à fin 2011, sur le segment des clients résidentiels.....	39
Figure 38. Répartition des consommations par secteur d'activité des clients raccordés au réseau de transport de gaz naturel à fin 2012.....	39
Figure 39. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2011 et 2012 sur le territoire des ELD.....	40
Figure 40. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2011 et 2012 sur le territoire des ELD.....	40
Figure 41. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché sur le territoire des ELD.....	41

Figure 42. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh).....	41
Figure 43. Évolution du nombre de mises en service par trimestre sur l'année 2012.....	42
Figure 44. Évolution du nombre de changements de fournisseur sur l'année 2012 .....	43
Figure 45. Évolution du démarchage net par trimestre sur l'année 2012 .....	43
Figure 46. Évolution des ventes brutes par trimestre sur l'année 2012.....	44
Figure 47. Évolution des ventes nettes par trimestre sur l'année 2012.....	44
Figure 48. Taux de rotation entre 2008 et 2012.....	45
Figure 49. Evolution des coûts comptables de production et de commercialisation sur la période 2007-2012 .....	48
Figure 50: Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (sans allongement de la durée d'amortissement de 10 ans).....	50
Figure 51: Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (avec allongement de la durée d'amortissement de 10 ans).....	50
Figure 52: Evolution de la marge nette d'une ELD théorique de type national s'approvisionnant au tarif de cession .....	52
Figure 53. Moyens de production du parc français au 31 décembre 2012.....	53
Figure 54. Répartition des moyens de production raccordés au réseau de transport par filière et exploitant .....	53
Figure 55. Calendrier de l'instruction du renouvellement par concession .....	54
Figure 56. Schéma du principe du contrôle <i>ex post</i> .....	57
Figure 57. Volume d'ARENH livré entre juillet 2011 et juin 2013 .....	57
Figure 58 : Prévion du nombre d'installations hydrauliques dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance ainsi que la puissance associée.....	60
Figure 59: Prévion du nombre d'installations d' « Incinération de déchets ménagers » dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance ainsi que la puissance associée .....	61
Figure 60 : Prévion du nombre d'installations éoliennes dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance ainsi que la puissance associée.....	62
Figure 61 : Couverture des coûts par les tarifs bleu résidentiel, bleu professionnel, jaune et vert au 1er août 2013 .....	64
Figure 62 : Couverture des coûts par les tarifs bleus par option, au 1 <sup>er</sup> août 2013.....	65
Figure 63 : Couverture des coûts par les tarifs jaunes et verts par option, au 1 <sup>er</sup> août 2013 .....	65
Figure 64 : Écart entre les prix moyens des contrats de long terme importés et les prix de marché TTF en 2012 .....	71
Figure 65 : Courbe d'écart entre les coûts d'approvisionnement au périmètre des contrats de long terme importés et la formule tarifaire en 2012 .....	72
Figure 66 : Statut des projets d'injection de biométhane sur le réseau GrDF.....	76
Figure 67 : Types d'installations des projets d'injection de biométhane en projet sur le réseau GrDF.....	77
Figure 68 : Résultats des études de faisabilité des projets d'injection de biométhane sur le réseau GrDF.....	77
Figure 69 : Couverture des coûts par tarif au 1 <sup>er</sup> janvier 2013 .....	78
Figure 70 : Couverture des coûts par tarifs au 1 <sup>er</sup> juillet 2013.....	79
Figure 71 : Niveau des coûts (matière et hors matière), estimés suivant différentes stratégies d'approvisionnement, supportés par un fournisseur alternatif alimentant différents clients type (situés à Paris) par rapport aux tarifs réglementé de vente de GDF SUEZ en vigueur (hors toutes taxes) du 1 <sup>er</sup> avril 2012 au 31 mars 2013.....	82
Figure 72 : Composantes théoriques d'une facture HT aux tarifs réglementés pour les clients au tarif bleu résidentiel au 1 <sup>er</sup> août 2013 .....	86
Figure 73 : Composantes des factures TTC en vigueur au 1 <sup>er</sup> août 2013 et théorique (couvrant les coûts) pour les tarifs bleus résidentiels.....	87
Figure 74 : Poids des énergies renouvelables soutenues dans la part énergie de la facture au tarif bleu résidentiel comparé à leur poids dans le volume de consommation France en 2013 .....	88
Figure 75 : Comparaison des offres de détail d'électricité à prix indexé plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour les deux types de clients considérés .....	89
Figure 76 : Factures annuelles estimées par le site energie-info de 2011 à 2012 à chaque fin de trimestre pour le client type Base..	90
Figure 77 : Factures annuelles estimées par le site energie-info de 2011 à 2012 par trimestre pour le client type HP/HC.....	91
Figure 78 : Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ en moyenne sur l'année 2013.....	92

Figure 79 : Comparaison au 31 décembre 2012 des factures TTC d'un client se chauffant au gaz pour GDF SUEZ (niveau de prix min et max) et les différentes ELD .....	93
Figure 80 : Comparaison au 31 décembre 2012 des factures TTC d'un client se chauffant au gaz pour GDF SUEZ (niveau de prix min et max) et les différentes ELD à coûts de distribution équivalents .....	94
Figure 81 : Comparaison des offres de détail de gaz naturel à prix indexé plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour les deux types de clients considérés .....	95
Figure 82 : Factures annuelles estimées par le site energie-info.fr de 2011 à 2012 à chaque fin de trimestre pour le client type Base96	
Figure 83 : Factures annuelles estimées par le site energie-info.fr de 2011 à 2012 à chaque fin de trimestre pour le client type B1 ..	97
Figure 84 : Factures trimestrielles théoriques tenant compte de la saisonnalité de consommation du client type Base .....	98
Figure 85 : Factures trimestrielles théoriques tenant compte de la saisonnalité de consommation du client type B1 .....	98
Figure 86 : Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2012 .....	102
Figure 87 : Évolution des délais de mise en service sur installation existante sur 2012 .....	103
Figure 88 : Évolution des délais de résiliation sur 2012 .....	103
Figure 89 : Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2012 .....	104
Figure 90 : Évolution des délais de mise en service avec déplacement d'agent sur 2012 .....	104
Figure 91 : Évolution des délais de mise hors service sur 2012.....	105
Figure 92 : Procédure d'attribution du TPN .....	106
Figure 93 : Procédure d'attribution du TSS.....	107
Figure 94 : Charges dues au TSS par client par fournisseur .....	108
Figure 95 : Composantes théoriques d'une facture HT aux tarifs réglementés pour les clients professionnels (bleu professionnel, jaune et vert).....	110
Figure 96 : Présentation des schémas généraux d'approvisionnement des gros consommateurs de gaz naturel.....	112
Figure 97 : Livraisons de gaz aux PEG .....	113
Figure 98 : Ventilation des plafonnements à 0,5 % de la valeur ajoutée par secteur au titre de l'année 2011 .....	116
Figure 99 : Evolution de charges de service public de l'électricité au titre de l'année (2003 à 2014).....	119
Figure 100 : Évolution prévisionnelle des charges de service public de l'électricité au titre des années 2014 à 2018 (hypothèse de coût évité unitaire moyen de 46 €/MWh en 2014, croissance de 2%/an) et sensibilité à l'évolution du coût évité.....	120
Figure 101 : Evolution des charges de service public de l'électricité liées au solaire .....	121
Figure 102 : Puissance installée (MW).....	123
Figure 103 : Evolution des charges de service public de l'électricité liées à la cogénération.....	125
Figure 104. Composantes de la facture d'électricité en France et en Allemagne à fin 2012 pour un client moyen résidentiel allemand .....	132
Figure 105. Composantes de la facture de gaz en France et en Allemagne à fin 2012 pour un client résidentiel allemand .....	133
Figure 106. Composantes de la facture d'électricité en France et en Allemagne à fin 2012 pour un client moyen industriel allemand .....	134
Figure 107. Etapes de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité au Royaume-Uni .....	135
Figure 108. Etapes de l'ouverture à la concurrence du marché du gaz naturel au Royaume-Uni .....	136
Figure 109. Répartition des offres de marché des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients résidentiels de l'électricité (yc offres bi-énergies) en nombre de sites .....	136
Figure 110. Répartition des offres de marché des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients résidentiels du gaz (yc les offres bi-énergies) en nombre de sites.....	137
Figure 111. Répartition des offres bi-énergies des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients résidentiels, en nombre de sites.....	137
Figure 112. Répartition des offres de marché des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients électro-intensifs .....	138
Figure 113. Répartition des offres de marché des fournisseurs au Royaume-Uni à fin 2012 sur le segment des clients non résidentiels du gaz naturel (clients gazo-intensifs) .....	139
Figure 114. Composantes de la facture d'électricité en France et au Royaume-Uni à fin 2012 pour un client type résidentiel britannique .....	140
Figure 115. Composantes de la facture de gaz en France et au Royaume-Uni à fin 2012 pour un client type résidentiel britannique	141
Figure 116. Composantes de la facture d'électricité en France à fin 2010 et au Royaume Uni à fin 2010 pour un client industriel ...	142

Figure 117. Parts de marché des fournisseurs d'électricité en Belgique sur la base de l'énergie livrée en 2012.....	143
Figure 118. Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel en Belgique sur la base de l'énergie livrée en 2012 .....	143
Figure 119. Composantes de la facture d'électricité en France et en Belgique à fin 2012 pour un client type résidentiel belge .....	146
Figure 120. Composantes de la facture de gaz en France et en Belgique à fin 2012 pour un client type résidentiel belge .....	147
Figure 121. Composantes de la facture en France et en Belgique à fin 2012 pour un client professionnel type belge .....	148
Figure 122. Synthèse du marché résidentiel de l'électricité .....	149
Figure 123. Synthèse du marché résidentiel du gaz naturel .....	149



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](http://www.cre.fr)

© Photos de couverture : iStockPhoto