

## Communication du 18 novembre 2013 relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014

- Les charges de service public continuent d'augmenter à un rythme soutenu. Deux charges nouvelles apparaissent en 2014 : la prime aux installations de cogénération de plus de 12MW ; la prime aux opérateurs d'effacement.
- Les charges liées à l'obligation d'achat en métropole continentale sont très sensibles au prix de marché. La baisse continue des prix sur les marchés de gros accroît mécaniquement le coût pour les consommateurs du soutien aux énergies renouvelables.
- Malgré le financement d'actions de maîtrise de la demande, la consommation dans les zones non interconnectées ne cesse de croître. La péréquation tarifaire représente un tiers des charges de service public.
- Le nombre de bénéficiaires des dispositifs sociaux devrait augmenter significativement dans les prochains mois. Pour autant, la part de ces charges reste faible (6% au titre de 2014). Par ailleurs, on peut craindre que l'automatisation de l'attribution ne se heurte à la complexité du dispositif.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de l'évaluation du montant des charges de service public de l'électricité et de la contribution unitaire (CSPE) conformément au code de l'énergie. Chaque année, avant le 15 octobre, la CRE propose au ministre chargé de l'énergie une prévision des charges de l'année suivante ainsi que le niveau de la contribution unitaire permettant de les financer.

La présente communication reprend les faits saillants de la délibération de la CRE en date du 9 octobre 2013 relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014.

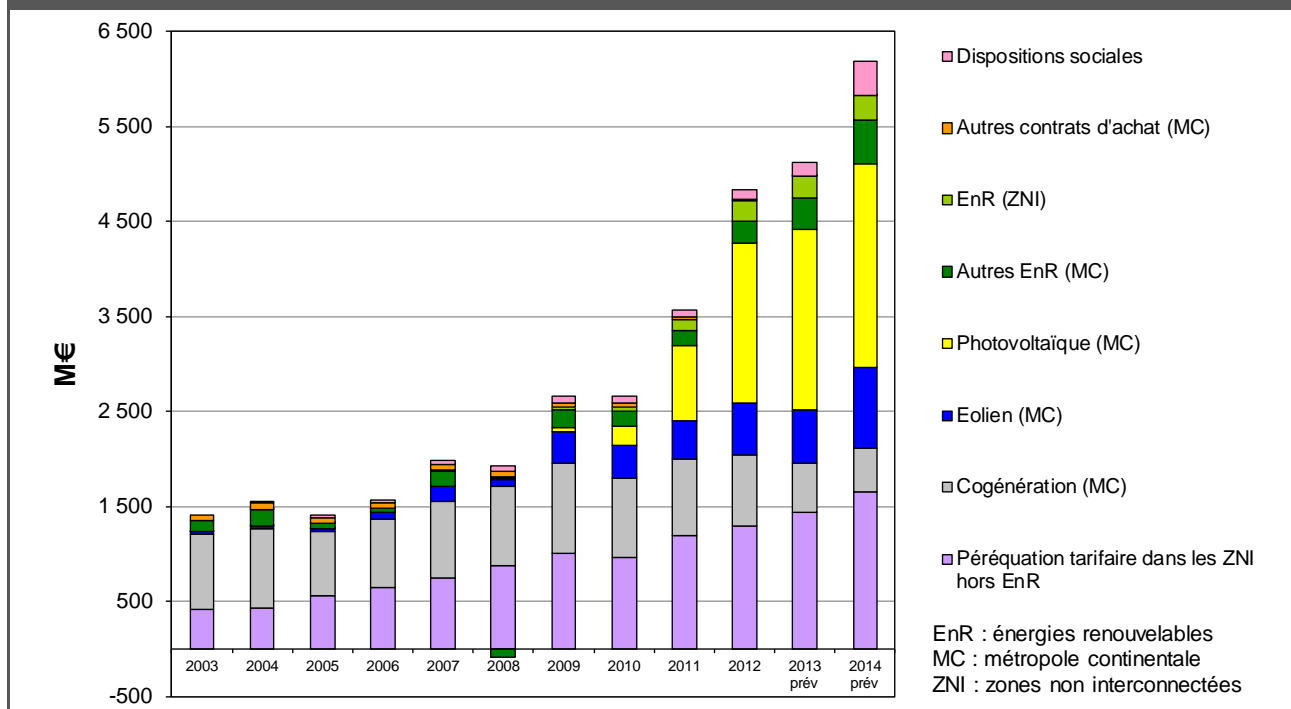
### 1. Les charges de service public de l'électricité continuent à progresser fortement en 2014

La loi impose aux fournisseurs historiques d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte) de remplir des missions de service public. Ces missions entraînent des charges dites charges de service public de l'électricité.

Il existe trois types de charges :

- 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) ; ces surcoûts sont établis en métropole continentale sur la base de la différence entre le tarif d'achat pour la filière considérée (ou le prix résultant de l'appel d'offres) et les prix de marché de gros de l'électricité ;
- les surcoûts de production et d'achat d'électricité dus à la péréquation nationale des tarifs dans les zones non interconnectées (ZNI : départements et collectivités d'outre-mer, Corse et certaines îles bretonnes) ; les tarifs de vente d'électricité dans ces zones sont les mêmes que ceux appliqués en métropole continentale, alors que les moyens de production y sont beaucoup plus coûteux ;
- les charges liées aux dispositions sociales en faveur des personnes en situation de précarité (tarif de première nécessité, aide au paiement des factures via les fonds de solidarité pour le logement).

Figure 1. Evolution des charges de service public de l'électricité au titre d'une année

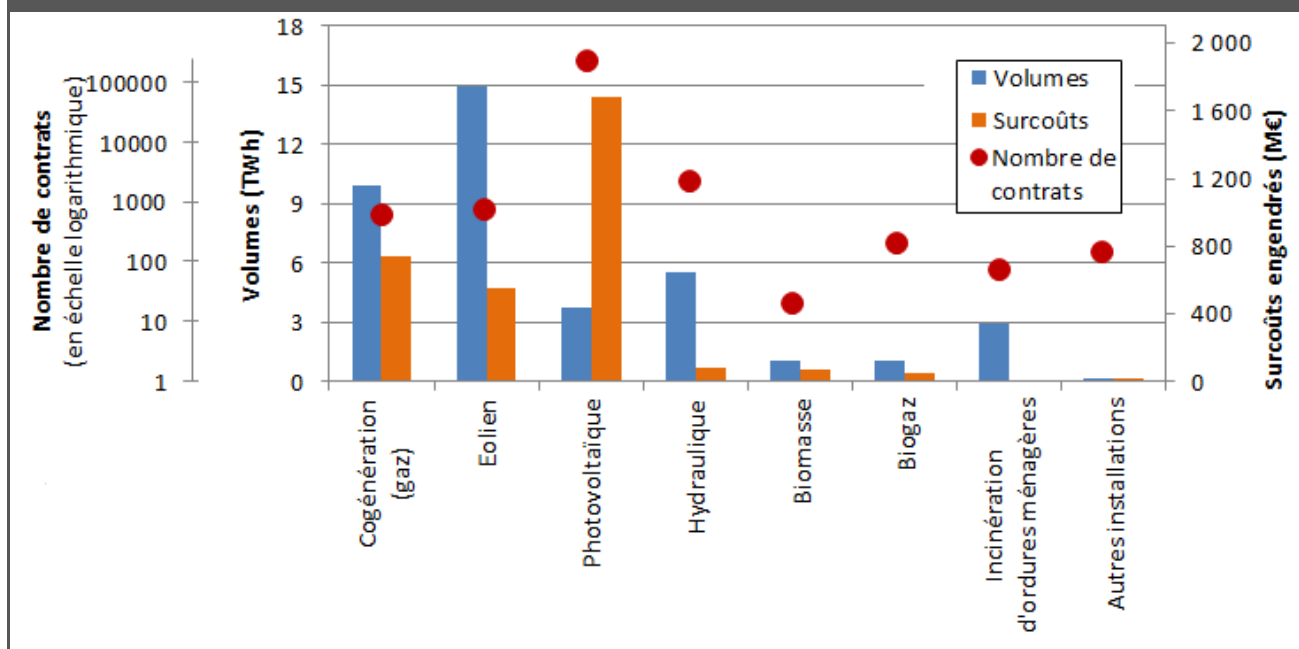


Le montant de charges supportées par les fournisseurs au titre de l'année 2012 est de 4 830 M€. Les charges prévisionnelles pour 2014 sont estimées à 6 186 M€.

**1.1. Le niveau élevé des charges liées à l'obligation d'achat est la conséquence de la structure du parc de production et de la baisse des prix de marché**

En 2012, l'obligation d'achat en métropole continentale représente les deux tiers des charges de service public de l'électricité, soit **3 228 M€**

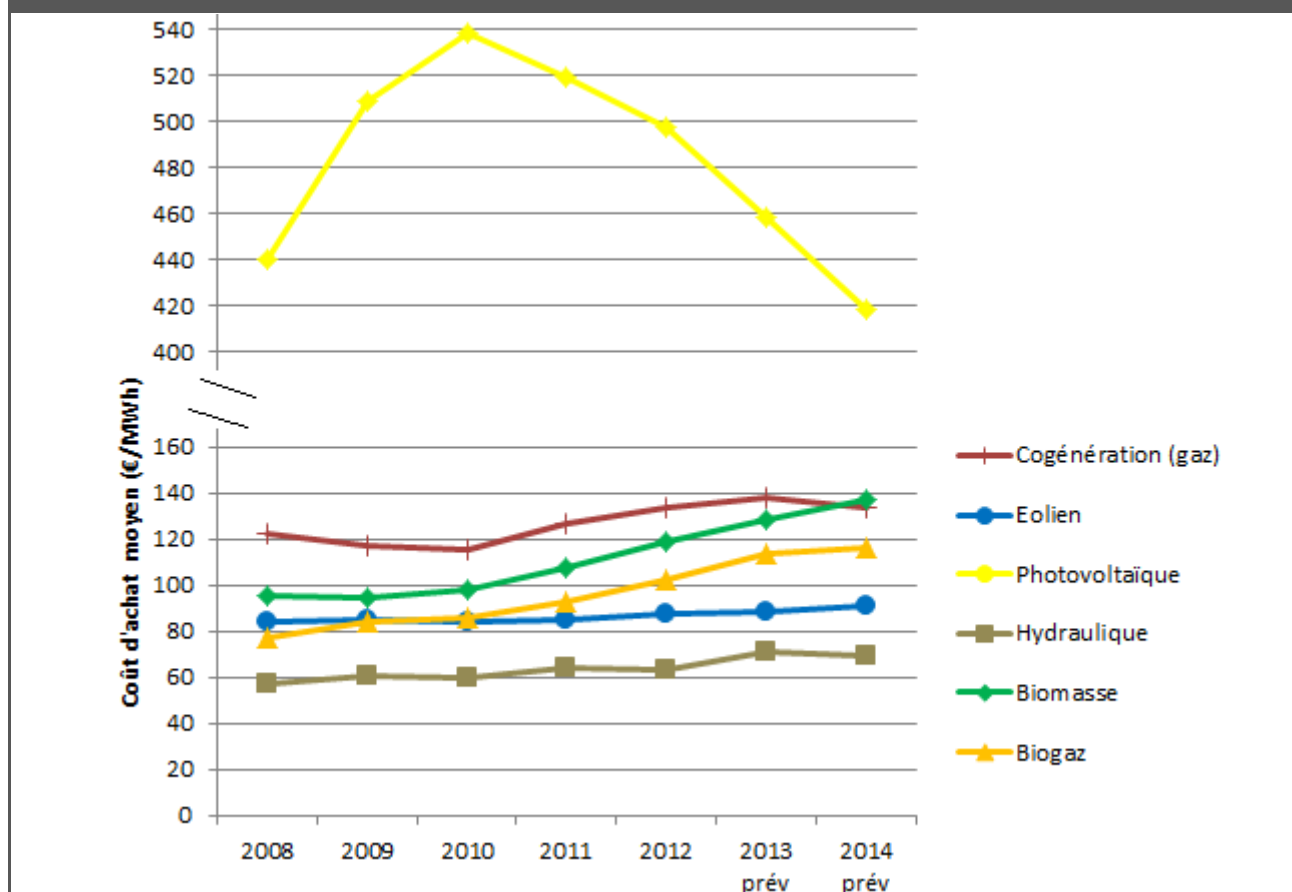
Figure 2. Obligation d'achat en métropole continentale en 2012 (volumes, surcoûts et nombre de contrats)



Les filières cogénération, éolienne et hydraulique produisent les  $\frac{3}{4}$  du volume total d'électricité acheté en 2012 pour 43 % du surcoût total.

La filière photovoltaïque représente à elle seule un peu plus de la moitié du montant total des charges liées à l'obligation d'achat pour 9 % du volume et 98 % des contrats présentés à la compensation au titre de l'année 2012.

Figure 3. Evolution du coût moyen d'achat des différentes filières entre 2008 et 2014 (en € courants)



Le coût moyen d'achat de la plupart des filières augmente sous l'effet mécanique de l'indexation, et de l'entrée en vigueur de nouvelles installations issues d'appels d'offres ou bénéficiant de tarifs revalorisés (biomasse et biogaz). La filière photovoltaïque constitue cependant une exception notable. En effet, à la suite du moratoire de la fin 2010, les tarifs d'achat ont fortement diminué et sont désormais révisés trimestriellement en fonction du rythme de dépôt de nouvelles demandes complètes de raccordement. Ainsi, les nouvelles installations mises en service contribuent à la diminution du coût moyen d'achat, qui reste cependant encore grevé par les installations construites avant 2010.

Le niveau des charges liées à l'obligation d'achat en métropole continentale est très sensible aux prix de marché, qui servent de référence au calcul de coût évité. Une baisse de 1 €/MWh des prix de marché conduit à une augmentation du niveau des charges de 65 M€.

Le développement de la filière photovoltaïque (pour environ 30%) et la baisse des prix de marché de l'électricité (pour environ 17%) expliquent près de la moitié de l'augmentation des charges de service public entre 2012 et 2014.

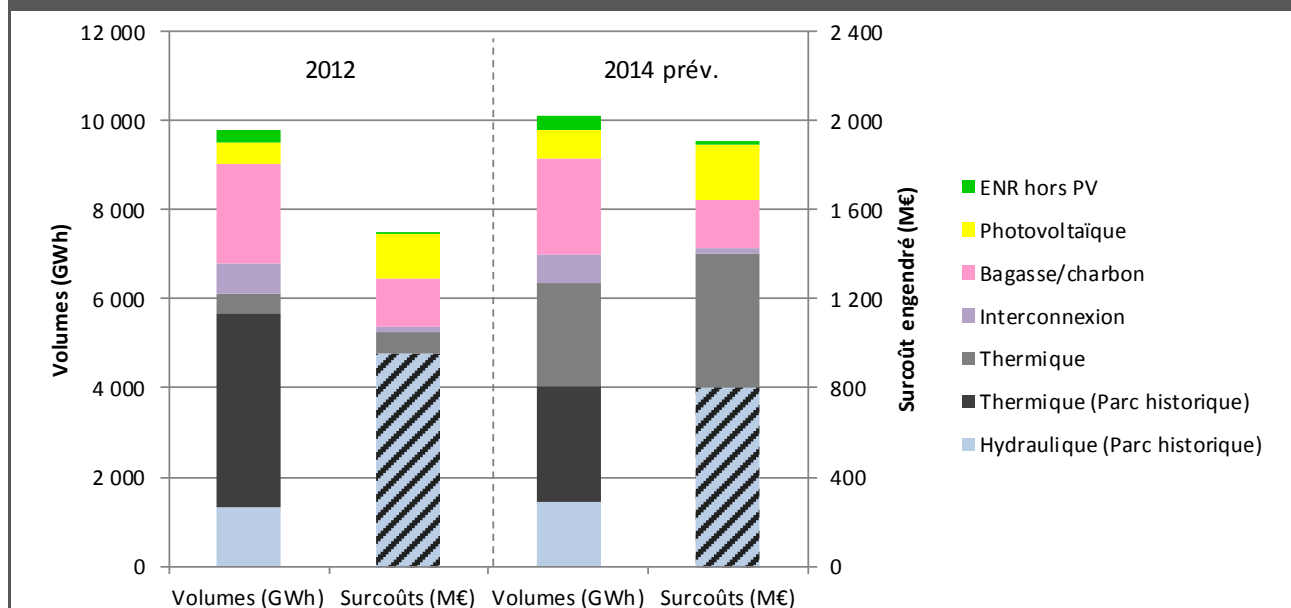
### **1.2. La péréquation tarifaire, qui représente un tiers de charges de service public, devrait connaître une croissance notable dans un futur proche**

Depuis 2003, les charges dues à la péréquation tarifaire augmentent en moyenne de 15 % par an et représentent en 2012 le tiers des charges de service public.

L'intégralité des charges liées à la péréquation tarifaire est supportée par les opérateurs historiques EDF Système électrique insulaire (EDF SEI) et Electricité de Mayotte (EDM), qui sont en situation de monopole pour la fourniture d'électricité dans les ZNI. Ces charges se composent :

- des charges dues à l'exploitation des parcs de production historiques ;
- des charges dues aux achats d'électricité dans le cadre des contrats d'achat conclus entre les opérateurs historiques et les producteurs tiers.

**Figure 4. Charges dues à la péréquation tarifaire constatées en 2012 et prévisionnelles pour 2014 (EDF SEI et EDM)**



Les surcoûts de production liés au parc historique d'EDF SEI ne peuvent être ventilés par filière car il n'est pas possible de réaffecter par sites de production les frais de gestion/production qui sont mutualisés au niveau d'une ZNI.

Les parcs historiques sont composés de moyens de production thermiques et hydrauliques, alors que l'électricité achetée dans le cadre des contrats d'achat provient de sources variées (turbines à combustion, centrales bagasse-charbon, ENR - essentiellement de l'énergie photovoltaïque - et importations d'électricité en provenance d'Italie pour l'alimentation de la Corse).

Les moyens de production thermiques représentent la source principale de production d'électricité. Leurs coûts de production sont très sensibles aux évolutions des cours des matières premières. L'approvisionnement en fioul et en charbon représente entre 50 % et 70 % des coûts de production. C'est le principal poste de charge dans les ZNI.

Par ailleurs, la plupart de ces centrales thermiques sont en fin de vie. Leur renouvellement progressif, actuellement en cours, s'accompagne d'une augmentation des capacités de production afin de répondre à la croissance de la consommation. Les centrales déclassées étaient exploitées par EDF SEI et se traduisaient par des surcoûts de production. Les nouvelles sont construites et exploitées par des producteurs tiers, EDF Production Electrique Insulaire notamment, et se traduisent par des surcoûts d'achat.

Le développement des ENR dans les ZNI est essentiellement porté par la filière photovoltaïque, hydraulique mis à part, ce qui a pour conséquence l'atteinte du seuil de 30 % de puissance variable injectée sur le réseau à la Réunion, en Corse, en Guadeloupe et à Mayotte. Les ENR représentent un peu moins du quart de la production annuelle d'énergie de ces territoires.

Dans un futur proche, les charges liées à la péréquation tarifaire devraient croître du fait de la croissance démographique, de l'élévation du niveau de vie dans les ZNI et des investissements à réaliser pour le renouvellement du parc thermique vieillissant.

### **1.3. Les charges de solidarité augmentent dans les mêmes proportions que le nombre de bénéficiaires du TPN**

L'automatisation de la procédure d'application du TPN a produit ses premiers effets dès 2012 : le nombre de clients bénéficiaires a doublé par rapport à l'année 2011 (1,2 millions à la fin de l'année contre 660 000 fin 2011). Un arrêté en date du 21 décembre 2012 a par ailleurs élargi la cible de bénéficiaires, en ouvrant le droit au TPN aux personnes pouvant bénéficier d'une assurance complémentaire de santé (ACS).

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 a introduit un critère de revenu fiscal de référence pour pouvoir bénéficier du TPN afin d'atteindre la cible de 4 millions de foyers bénéficiaires. Par ailleurs, le TPN est étendu à l'ensemble des fournisseurs d'électricité et pourra être proposé aux gestionnaires de résidences sociales.

Le décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013 forfaitise les réductions accordées aux clients bénéficiant du TPN. Les charges prévisionnelles 2014 évaluées par la CRE tiennent compte de l'ensemble de ces évolutions.

Les charges de précarité (perte de recettes des fournisseurs, frais de gestion du dispositif, versements aux fonds de solidarité pour le logement) suivent l'augmentation du nombre des bénéficiaires et sont évaluées à 349 M€ prévisionnels pour 2014 contre 94 M€ constatés en 2012

#### 1.4. La CSPE financera de nouvelles charges en 2014

La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable a instauré une prime transitoire à la capacité pour les centrales de cogénération de plus de 12 MW avant l'entrée en vigueur du marché de capacité prévue en 2016. Ainsi ces centrales de cogénération dont le contrat d'obligation d'achat est arrivé à échéance, pourront signer un contrat avec EDF qui rémunère la disponibilité annuelle de leur capacité de production. La CRE a retenu un surcoût de 45 M€ pour l'année 2014 au titre de cette nouvelle disposition.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 a instauré une prime versée aux opérateurs d'effacement dont le financement est assuré par la CSPE. Le décret détaillant la méthodologie permettant de calculer la prime et l'arrêté tarifaire fixant le niveau de celle-ci n'étaient pas promulgués au moment de la délibération de la CRE du 9 octobre 2013. Sur la base des hypothèses retenues par la CRE lors de la rédaction de son projet de décret, le versement des primes aux opérateurs d'effacement induira un niveau de charges estimé à 4 M€ en 2014.

### 2. Le niveau de la CSPE qui devrait s'appliquer en 2014 permettra juste de couvrir les charges prévues au titre 2014

La CSPE est une contribution due par tous les consommateurs finals d'électricité au prorata des kWh consommés. Son montant, fixé en €/MWh, sert à couvrir (i) les charges de service public de l'électricité proprement dites<sup>1</sup>, (ii) la prime versée aux opérateurs d'effacement, (iii) les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et (iv) le budget de Médiateur national de l'énergie. Le montant de charges à couvrir pour l'année 2014 est évalué à **8 435 M€**

**Tableau 1. Ventilation des charges à couvrir en 2014 (M€)**

Total ENR	3722,4	} Charges au titre de l'année 2014
Total contrats d'achat hors EnR (MC)	462	
Total péréquation tarifaire hors EnR (ZNI)	1651	
Dispositions sociales	350,3	
Régularisations	649,6	
Défaut de recouvrement d'EDF	1588,6	
Prime aux opérateurs d'effacement	4	
Frais de gestion de la Caisse des dépôts	0,2	
Budget du médiateur de l'énergie	6,5	
	<b>8434,6</b>	

L'assiette des kWh contributeurs a été établie à partir des prévisions de la consommation française faites par RTE, tenant compte des exonérations prévues aux articles L.121-11, L. 121-12 et L.121-21 du Code de l'énergie.

La contribution unitaire 2014 (CSPE 2014) calculée par la CRE est de 22,5 €/MWh, dont 16,5 €/MWh pour couvrir les seules charges prévisionnelles au titre de 2014 (6 186 M€).

En application de l'article L.121-13 du code de l'énergie, si la CSPE pour l'année 2014 n'est pas fixée par arrêté avant le 31 décembre 2013, elle sera augmentée de 3 €/MWh au 1<sup>er</sup> janvier 2014 et s'élèvera alors à 16,5 €/MWh. Ce niveau de la contribution unitaire devrait seulement permettre de financer les charges au titre de l'année 2014.

### 3. Le défaut de compensation supporté par EDF devrait rester stable entre 2012 et 2014

<sup>1</sup> Y compris la régularisation des années antérieures

Dès lors que le montant des contributions recouvrées est inférieur au montant des charges prévues pour une année, notamment en raison d'un taux de la contribution fixé à un niveau inférieur à celui permettant la couverture totale des charges, EDF supporte seul le défaut de compensation.

A la fin de 2012, le défaut de compensation cumulé supporté par EDF est de 3 523 M€. Les contributions unitaires des années 2013 et 2014 devraient couvrir les charges prévisionnelles au titre de ces mêmes années. En conséquence, le défaut de compensation cumulé supporté par EDF à fin 2014 ne devrait pas être sensiblement différent de celui constaté au 31 décembre 2012. Le montant de 3 523 M€ n'inclut pas les frais de gestion ni les intérêts liés à ce défaut de recouvrement.

Le défaut de compensation n'inclut pas l'écart, positif ou négatif, entre les charges prévisionnelles et les charges constatées au titre d'une année N. Tous les fournisseurs historiques (EDF, les ELD, EDM) sont concernés par cet écart qui est pris en compte en N+1 lors du calcul des charges à financer en année N+2. Pour EDF, cet écart est de 152 M€ au titre de 2011 et de 563 M€ au titre de 2012 pris en compte respectivement dans le calcul des charges à financer pour les années 2013 et 2014.