



---

**COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE**

**ETUDE**

CD-14j24-CWaPE

*concernant*

*'les perspectives de prix de l'électricité  
à l'horizon 2020'*

*rendu en application de l'article 43bis, § 1<sup>er</sup> du décret du 12 avril 2001  
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.*

*Le 24 octobre 2014*

---

## **1. Objet**

La CWaPE avait réalisé en octobre 2011, à la demande du Ministre en charge de l'énergie, une étude relative aux perspectives d'évolution du prix global de l'électricité et de ses différentes composantes à l'horizon 2020.

Compte tenu des développements récents impactant sensiblement certaines composantes, la CWaPE souhaite au travers du présent document actualiser les données initialement reprises dans son étude CD-11i29-CWaPE de 2011 et prendre en considération de nouveaux éléments qui n'avaient pu être intégrés à l'époque.

Pour les données statistiques récentes, le lecteur consultera le rapport d'activités 2013, ainsi que les rapports spécifiques 2013 relatifs au marché des certificats verts et obligations de service public. La dernière étude portant sur l'analyse des évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels a été publiée dans le courant du mois de septembre 2014.

## **2. Analyse des diverses composantes du prix de l'électricité**

### **2.1. Introduction**

L'analyse de l'évolution des prix de l'électricité réalisée dans le cadre de cet exercice repose sur l'anticipation de l'évolution de ses différentes composantes, au rang desquelles figurent :

- le prix de la commodité en tant que telle qui porte d'une part sur le prix de vente de l'électricité et sur la contribution énergie verte (cfr. Point 2.2);
- les tarifs du gestionnaire de réseau de transport, à savoir ELIA System operator, qui incluent pour les besoins de l'exercice les tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau et les tarifs pour services auxiliaires, les surcharges destinées à couvrir les coûts encourus par Elia pour l'exécution de ses missions de service public étant traitées par ailleurs. Ces tarifs sont facturés par les gestionnaires de réseau de distribution et corrigés en fonction du pourcentage de perte nette du gestionnaire de réseau de distribution (cfr. Point 2.3);
- les surcharges fédérales qui concernent la cotisation sur l'énergie, la cotisation fédérale et les tarifs visant le financement des obligations de service public imposées par l'autorité fédérale au gestionnaire du réseau de transport et qui visent le développement de la production d'énergie à partir de sources d'énergie d'origine renouvelable, plus spécifiquement en mer (cfr. Point 2.4);

- les tarifs de gestionnaire de réseau de distribution dans lesquels seront inclus pour les besoins de l'exercice les tarifs d'utilisation du réseau de distribution, les obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseau de distribution et les services auxiliaires, les surcharges étant traitées par ailleurs (cfr. Point 2.5);
- les surcharges régionales qui concernent les redevances de raccordement et de voirie, ainsi que la surcharge en vue du financement par le gestionnaire de réseau de transport local de l'obligation de service public qui lui est imposée par la Région wallonne en matière de rachat des certificats verts (cfr. Point 2.6).

Sauf mention contraire, les prix indiqués ci-après sont exprimés hors TVA.

## **2.2. Le prix de la "commodité"**

Le prix de la "commodité" peut être décomposé arbitrairement en deux termes : le prix de vente de l'électricité proprement dite (comprenant le coût de l'électricité « primaire » achetée sur le marché par les fournisseurs, les coûts des services auxiliaires, les frais administratifs...) et la "contribution verte" répercutée chez le consommateur lié au respect des exigences en matière de soutien à l'électricité verte (comprenant essentiellement le coût de l'achat des certificats verts).

### **2.2.1. Le prix de vente de l'électricité proprement dite**

Sur base des conditions de marché observées ces derniers mois, du développement de moyens de production renouvelables mais aussi d'interrogations majeures résultant de décisions politiques et d'évolutions économiques non encore connues à ce jour, la CWaPE pose (en cohérence avec les hypothèses posées dans d'autres études et/ou avis) l'hypothèse d'une croissance du coût de l'électricité proprement dite de l'ordre de 2% par an (inflation réelle incluse).

La CWaPE entend néanmoins rappeler le caractère tout à fait imprévisible de l'évolution des prix de l'énergie, vu l'extrême sensibilité de ces prix aux facteurs externes, et dès lors le peu de fiabilité de ces projections.

### **2.2.2. La contribution verte**

La CWaPE a examiné en détail l'impact du mécanisme de soutien (pour la partie correspondant au coût du quota) sur la facture des consommateurs, notamment compte tenu de l'arrêté du 3 avril 2014 modifiant l'AGW du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, arrêté visant à réformer le mécanisme des certificats verts.

Les estimations de la CWaPE reprises ci-après se basent sur un prix du certificat de 75 EUR en 2013 (prix de marché) et sur un prix de 65 EUR à l'horizon 2020.

Les résultats pour la période comprise entre 2013 et 2020 peuvent être résumés comme suit :

- le surcoût direct global entre l'année 2013 et l'année 2020 serait de l'ordre de 164 millions €, soit 7,3 €/MWh fourni en moyenne ;
- le surcoût direct pour un consommateur résidentiel (type Dc ; 3500 kWh/an avec 1600 kWh jour et 1900 kWh nuit) s'élève à 37 €, soit environ 10,6 €/MWh (TVAC – 6%) ;
- le surcoût direct au niveau des consommateurs d'électricité avec réduction de quota (tranche de 0 à 5 GWh) serait de l'ordre de 6,1 €/MWh ;
- le surcoût direct au niveau des grands consommateurs d'électricité en accord de branche serait de l'ordre de 2,8 €/MWh.

### **2.3. Les tarifs du gestionnaire de réseau de transport**

Hors indexation et évolution des surcharges pour financement des obligations de service public (voir ci-après), la CWaPE a pris l'hypothèse d'une stabilité des tarifs du gestionnaire de réseau de transport.

Dans le cadre de cette analyse, la CWaPE a indexé le tarif du transport sur la base d'un taux d'inflation de 2%/an (correspondant à l'objectif cible de la Banque centrale Européenne). Cette hypothèse est également cohérente avec les travaux menés par la CWaPE dans le cadre de Quali watt et du calcul du  $k_{ECO}$ . L'effet global (de 2013 à 2020) à l'échéance 2020 est estimé à près de 15%.

### **2.4. Les surcharges fédérales**

#### **2.4.1. La cotisation sur l'énergie**

La cotisation sur l'énergie est issue de la loi du 22 juillet 1993 instaurant une cotisation sur l'énergie en vue de sauvegarder la compétitivité et l'emploi.

Cette cotisation vise les utilisateurs du réseau de basse tension (inférieure à 1 kV). Elle devient exigible dans le chef du fournisseur au moment de la fourniture au consommateur.

Les clients professionnels raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV sont exonérés lorsqu'ils ont la qualité d'entreprise grande consommatrice avec accord environnemental (« EGCAE »). Pour les clients professionnels raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV et ayant la qualité d'entreprise avec accord environnemental (« EAE »), le montant s'élève à 0,9544 €/MWh.

Pour les petits clients professionnels ou les clients résidentiels, la cotisation sur l'énergie s'élève à 1,9088 EUR par MWh consommé. Cette cotisation ne fait pas l'objet d'une indexation et a donc été laissée inchangée. Elle est soumise à la TVA.

#### **2.4.2. La cotisation fédérale (art.21bis de la loi Electricité)**

La cotisation fédérale comprend cinq composantes visant à financer cinq fonds spéciaux. La CREG, à laquelle le produit de cette cotisation est versé, en assure la répartition selon des critères définis par arrêtés royaux. Les composantes de la cotisation fédérale sont les suivantes :

- une surcharge « CREG » visant à assurer la couverture des frais de fonctionnement de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG). Compte tenu des évolutions institutionnelles, cette surcharge a été laissée, dans les prévisions de la CWaPE, inchangée par rapport à son niveau de 2014 ;
- une surcharge « dénucléarisation » visant à assurer le financement des obligations découlant de la dénucléarisation des sites nucléaires BP1 et BP2 situés à Mol-Dessel ;
- une surcharge « Kyoto » visant à assurer le financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre<sup>1</sup>. Toutefois l'alimentation du fonds Kyoto via la cotisation fédérale est supprimée depuis avril 2012 (coefficient toujours actuellement à zéro) ;
- une surcharge « OSP ou Fonds social CPAS » visant à assurer le financement des mesures sociales prévues par la loi du 4 septembre 2002 visant à confier aux CPAS la mission de guidance et d'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture d'énergie aux personnes les plus démunies. Le montant de cette surcharge sera probablement appelé à croître dans le temps au gré de l'évolution des missions assignées aux CPAS ;
- une surcharge « clients protégés » visant à assurer le financement du coût réel net résultant de l'application des prix maximaux<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> L'exonération des surcharges « Kyoto et dénucléarisation » pour la quantité d'électricité fournie qui est produite à partir de sources d'énergie renouvelables qui a eu un impact important sur l'évolution des coefficients de ces deux surcharges dans le passé a été supprimée en janvier 2013. L'augmentation globale de l'effet de la surcharge dénucléarisation a été estimée à 2% par an. Cette même estimation a été faite pour les 2 surcharges décrites plus loin.

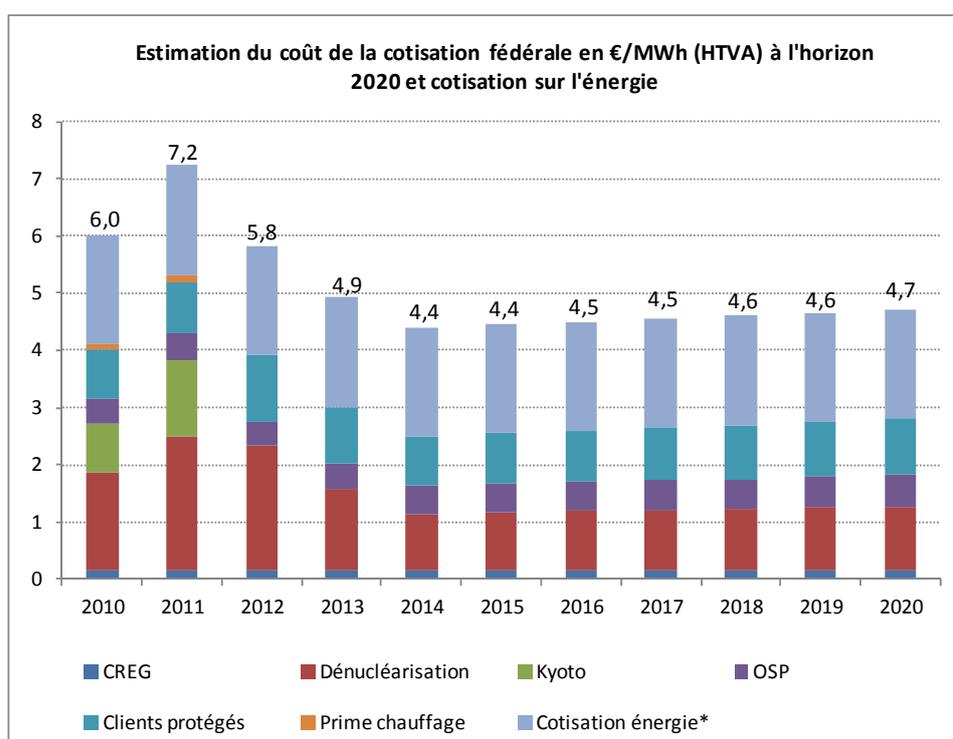
<sup>2</sup> Le projet d'automatisation de l'octroi du statut de client protégé et donc du tarif social via la banque carrefour de la sécurité sociale a pour effet d'accroître tant le nombre de clients résidentiels effectivement reconnus comme protégés que la hauteur de la surcharge. Toutefois l'AR du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux et les règles d'intervention pour leur prise en charge a eu l'effet inverse puisque la compensation est dorénavant basée sur la différence entre le « prix de référence » et le tarif social.

Une dégressivité est appliquée lorsqu'une quantité supérieure à 20 MWh/an est fournie à un site de consommation pour usage professionnel. La cotisation fédérale applicable à ces clients finals est diminuée sur base de leur consommation annuelle des pourcentages suivants :

- 15% pour la tranche de consommation entre 20 MWh/an et 50 MWh/an;
- 20% pour la tranche de consommation entre 50 MWh/an et 1.000 MWh/an;
- 25% pour la tranche de consommation entre 1.000 MWh/an et 25.000 MWh/an;
- 45% pour la tranche de consommation supérieure à 25.000 MWh/an.

Par site de consommation et par an, la cotisation fédérale facturée par les fournisseurs et les titulaires d'un contrat d'accès pour ce site de consommation s'élève à 250.000 euros au maximum.

La cotisation fédérale est également soumise à la TVA. Son évolution sur base des hypothèses mentionnées (et sans prise en considération des éventuels plafonnements et/ou exonérations) est présentée dans le diagramme 1.



*Diagramme 1 : Estimation du coût de la cotisation fédérale en €/MWh à l'horizon 2020 et cotisation sur l'énergie*

\*La cotisation énergie vise uniquement les utilisateurs du réseau de basse tension.

### **2.4.3. Les surcharges destinées au financement de la politique fédérale en matière de développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable sur le plateau continental belge**

- **Préalable**

La directive 2009/28/CE fixe pour objectif à la Belgique d'atteindre en 2020 une part de 13% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. L'installation massive d'éoliennes en mer du Nord doit contribuer à atteindre cet objectif. Selon les données du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie relatives aux concessions domaniales en mer, les parcs éoliens offshore actifs sur le plateau continental belge atteindront une capacité de 2.167 MW en 2020, à quoi s'ajouterait une capacité de presque 23 MW de production d'électricité à partir d'énergie houlomotrice.

Le diagramme 2 ci-après, qui dresse l'évolution envisageable du coût du déploiement de l'éolien offshore à l'horizon 2020, prend en compte les composantes suivantes du régime de promotion de la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables en mer du Nord :

- le régime de prix minimal de rachat de certificats verts octroyés pour la production sur le plateau continental belge d'énergie d'origine renouvelable (arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables);
- la contribution dans le chef d'ELIA au financement des coûts de raccordement des parcs éoliens offshore correspondant à un tiers des coûts avec un plafond de 25 millions EUR (art.7, §2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité).

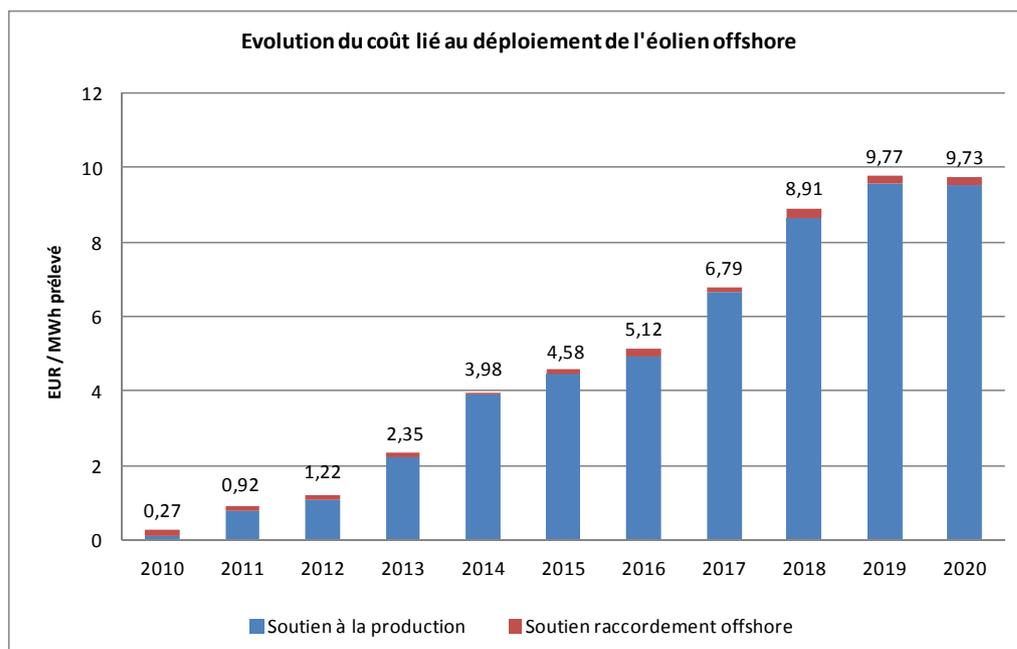


Diagramme 2 : Estimation du coût de l'éolien offshore en €/MWh à l'horizon 2020

Pour estimer l'impact de ces mesures sur le coût aux clients finals, la CWaPE a utilisé les données suivantes :

- une capacité de production des parcs éoliens offshore qui évolue de la façon suivante :

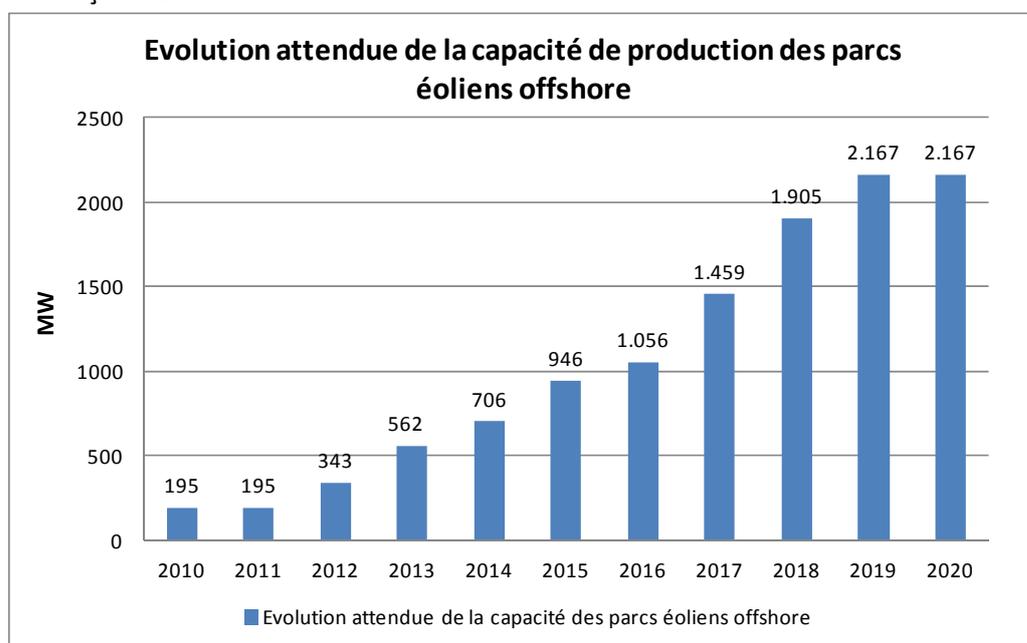


Diagramme 3 : Evolution attendue de la capacité de production des parcs éoliens offshore

Source : SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie

Il y a toutefois lieu de préciser qu'une telle évolution est notamment étroitement liée au respect du calendrier de développement du projet Stevin (voir ci-après).

- un nombre d'heures équivalent de fonctionnement à pleine puissance de 3.363 heures basé sur le projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 réalisé par le SPF Economie et le Bureau Fédéral du Plan<sup>3</sup> ;
- un niveau de prélèvement correspondant 80.843 GWh (2012)<sup>4</sup> en appliquant un taux de croissance tel qu'il permet de rencontrer l'hypothèse d'une croissance moyenne de la consommation de 0,2% sur la période 2010-2020<sup>5</sup>.

Certains aspects non pris en compte dans le diagramme 2 ci-dessus mais susceptibles toutefois d'intervenir dans le coût du déploiement de l'éolien offshore sont également brièvement traités. Il s'agit des points suivants :

- la troisième composante du régime de soutien à l'éolien offshore, à savoir le régime de tolérance relatifs aux écarts de production des éoliennes en mer (art.7, §3, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité) ;
- le développement du projet Stevin, qui porte sur la pose d'une double liaison à haute tension 380 kV entre Zomergem et Zeebrugge et la construction d'un nouveau poste à haute tension à Zeebrugge, est censé permettre l'acheminement de l'électricité issue de la capacité offshore attendue sur la zone dédiée actuellement à l'éolien offshore.

---

<sup>3</sup> L'étude (F)130626-CDC-1258 de la CREG relative à « la réforme du soutien à l'énergie éolienne offshore, incluant le rapport annuel sur l'efficacité du prix minimum pour l'énergie éolienne offshore » (juin 2013) mentionné un nombre d'heures équivalent de fonctionnement à pleine puissance de 3.500 heures.

<sup>4</sup> ELIA, Aperçu du système et du marché 2012.

<sup>5</sup> Perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique, BFP, à paraître en septembre 2014, résultats provisoires.

- **Régime de rachat des certificats verts offshore**

Au nombre des mesures de soutien à l'éolien offshore, existe notamment l'obligation dans le chef d'ELIA, dans le cadre de sa mission de service public, de racheter les certificats verts octroyés aux producteurs d'électricité verte qui en font la demande, à un prix minimal fixé, selon la technologie de production. En ce qui concerne l'électricité issue des parcs offshore, un premier prix de 107 €/CV a été défini pour les premiers 216 MW d'éolien offshore installés pour permettre la viabilité des parcs naissants et un second prix de 90 €/CV pour les productions issues des MW au-delà de ce seuil. A cela s'ajoute un prix minimal de 20 €/CV octroyé pour chaque MWh issu des installations qui produisent de l'électricité à partir de l'eau ou des marées. Le coût réel net, qui résulte de la différence entre les coûts liés à l'achat du certificat vert par le gestionnaire du réseau et les recettes liées à la vente de ce certificat vert sur le marché, est financé au moyen d'une surcharge. En pratique, les CV offshore ne sont reconnus par aucune région et c'est le prix d'achat des CV par ELIA qui est répercuté.

Cette surcharge est intégrée au tarif de transport et est soumise à la TVA.

Le tableau ci-dessous, qui repose sur l'hypothèse d'un maintien du régime actuel des certificats verts fédéraux, résume les prévisions de production et coûts inhérents au rachat des CV octroyés aux différents producteurs éoliens.

Parc	Capacité minimale autorisée (MW)	Prix moyen de rachat de CV (EUR) (1 CV= 1 MWh)	Heures de fonctionnement		Production (GWh)		Coût (EUR)	
			MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
C-Power	325	101,3	3.364	3.500	1.094	1.138	110.798.182	115.290.000
Belwind	330	101,1			1.110	1.155	112.251.273	116.802.000
Northwind	216	107,0			727	756	77.740.364	80.892.000
Norther	300	102,2			1.009	1.050	103.169.455	107.352.000
Rentel	288	102,8			969	1.008	99.536.727	103.572.000
Seastar	246	104,9			827	861	86.822.182	90.342.000
Mermaid Eolien	462	97,9			1.554	1.617	152.211.273	158.382.000
<b>TOTAL</b>	<b>2.167</b>	<b>101,9</b>					<b>7.290</b>	<b>7.585</b>

Outre la capacité des parcs éoliens offshore, la CWaPE a également pris en compte une capacité en 2020 de 23 MW de production d'énergie à partir d'énergie houlomotrice.

Il y a toutefois de préciser que les estimations de coûts présentées ci-avant ne tiennent pas compte des nouvelles dispositions introduites par l'arrêté royal du 04 avril 2014 qui modifie l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables. La loi fédérale intègre un régime de dégressivité et de plafonnement de la surcharge consacrée au financement du régime de rachat des certificats verts offshore comparable à celui en vigueur pour la cotisation fédérale (voir ci-avant).

- **Participation aux coûts de raccordement des parcs offshore**

Un tarif pour obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore vise à assurer le financement dans le chef d'ELIA d'une contribution à concurrence d'un tiers des coûts, et pour un plafond de 25 millions EUR, au coût de raccordement de parcs éoliens offshore. Cette contribution est financée en cinq tranches égales à partir du début des travaux, et à la même date les années suivantes. Si cette mesure devait être étendue aux sept concessions, son coût total pourrait donc être estimé à 175 millions €.

Ce tarif est intégré au tarif de transport et est soumis à la TVA. Cette surcharge est établie de telle façon à couvrir dans l'année le financement du coût engagé par ELIA dans le cadre de cette OSP.

Le tableau suivant, qui repose sur les données de capacité des parcs offshore communiquées par le SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie, reprend le coût moyen par MWh produit associé à chacune des deux mesures :

Concession	Capacité	Régime de soutien	
		Prix garanti moyen	Participation câble
		(€/MWh)	(€/MWh)
C-Power	325	101,3	1,14
Belwind	330	101,1	1,13
Northwind	216	107,0	1,72
Norther	300	102,2	1,24
Rentel	288	102,8	1,29
Seastar	246	104,9	1,51
Mermaid Eolien	462	97,9	0,80
Mermaid (énergie marémotrice)	23	20	

Il y a toutefois lieu de préciser que, parallèlement à sa décision de revoir le régime de rachat de certificats verts octroyés aux parcs éoliens offshore, le gouvernement fédéral s'est exprimé en faveur de la mise en place d'une plateforme de raccordement en mer, afin d'éviter dans la mesure du possible les inconvénients liés à un réseau dit « spaghetti ». Une telle plateforme serait génératrice de coûts supplémentaires importants, mais contribuerait en principe à limiter les coûts liés au financement de l'obligation de service public imposée à ELIA de couvrir une partie des frais de raccordement de chaque concession. Faute d'information complémentaire, la CWaPE n'a pas tenu compte dans le cadre de cette étude de la mise en place éventuelle de cette plateforme.

- **Autres postes de coût liés au déploiement de l'éolien offshore**

- *Régime de tolérance pour les écarts de production*

L'article 7, §3 de la loi du 29 avril 1999 précise que, en ce qui concerne les parcs bénéficiant d'une concession domaniale en mer :

- *« la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production positif inférieur ou égal à 30% est achetée par le gestionnaire du réseau au prix de référence du marché, diminué de 10% [quand le prix de référence du marché est positif ou a augmenté de 10% quand le prix de référence du marché est négatif];*
    - *la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production négatif dont la valeur absolue est inférieure ou égale à 30% est fournie par le gestionnaire de réseau au concessionnaire au prix de référence du marché, augmenté de 10% [quand le prix de référence du marché est positif ou a diminué de 10% quand le prix de référence du marché est négatif];*
    - *la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production dont la valeur absolue dépasse 30% est calculée sur la base du tarif du gestionnaire du réseau pour la compensation des déséquilibres ou, le cas échéant, conformément aux conditions du marché pour l'énergie de déséquilibre. »*

L'étude (F)100128-CDC-944 de la CREG sur « une première estimation du coût des mesures visées à l'article 7 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité » datée de janvier 2010 chiffre le coût dudit régime de tolérance relatifs aux écarts de production à 7 EUR/MWh produit. Les récents contacts avec la CREG laissent néanmoins supposer que ce montant n'est plus forcément représentatif du coût actuel de la mesure et devrait être revu largement à la baisse.

La CWaPE considèrera dans le cadre de cette étude que cette mesure, qui se présente sous la forme d'un transfert monétaire entre les tarifs de déséquilibre appliqués aux ARPs et les tarifs pour services auxiliaires appliqués aux utilisateurs du réseau, n'impacte que de manière marginale le coût du système global. Faute d'une estimation actualisée, la CWaPE a donc négligé cette mesure dans son estimation de l'évolution du coût lié au déploiement de l'éolien offshore.

– *Développement du projet Stevin*

La configuration actuelle du réseau terrestre d'ELIA n'autorise un déploiement de l'éolien offshore qu'à concurrence de la capacité des 3 premiers parcs, à savoir C-POWER, Belwind et Northwind. La mise en œuvre du projet Stevin se présente donc comme une nécessité pour permettre un déploiement de l'éolien offshore sur l'ensemble de la zone définie par l'arrêté royal du 20 décembre 2000<sup>6</sup>.

En pratique, ce renforcement vise répondre à trois besoins concrets :

- rapatrier vers l'intérieur du pays l'énergie produite par les parcs éoliens en mer ;
- créer les conditions d'une nouvelle interconnexion du réseau belge avec le Royaume-Uni par le biais d'une liaison sous-marine actuellement à l'étude (projet NEMO). À plus long terme, Elia envisage également d'élargir ses interconnexions via la mer du Nord afin d'ouvrir l'accès au mix d'énergie durable provenant de l'Europe du Nord ;
- améliorer la sécurité d'approvisionnement de l'ouest de la Flandre et permettre la poursuite du développement économique du port de Zeebrugge et de ses alentours, qui constituent un pôle de croissance stratégiquement important.

Selon les estimations d'ELIA, le coût global des adaptations des réseaux envisagées dans le cadre du projet STEVIN s'élèverait à environ 138 millions €<sup>7</sup>. Des alternatives à ce scénario sont néanmoins possibles. En outre, suite aux avis rendus par l'auditeur du Conseil d'Etat dans le cadre des procédures de recours en annulation du GRUP (Modification du plan de secteur) initiées par certains riverains ou communes concernées devant le conseil d'Etat, des modifications du design du projet ne sont pas à exclure.

Partant du principe que 2.200 des 5.000 MW disponibles pourraient être réservés à l'éolien offshore, cela représenterait donc 60 millions € dévolus à l'éolien offshore. La CWaPE estime toutefois que l'imputation des coûts de développement du réseau terrestre est indépendante de la finalité visée, en l'occurrence dans ce cas-ci notamment le déploiement de l'éolien en mer. En conséquence, la CWaPE n'a pas jugé utile d'intégrer cette composante de coût dans le coût spécifiquement dédié au déploiement de l'éolien offshore.

---

<sup>6</sup> Arrêté royal du 20 décembre 2000<sup>6</sup> relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, sur les espaces marins dans lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer.

<sup>7</sup> Rapport d'évaluation stratégique environnementale, mai 2011, ELIA.

#### 2.4.4. Synthèse de l'évolution au niveau fédéral

Les tableau et diagramme suivants présentent de manière synthétique l'évolution attendue de l'impact lié à la mise en œuvre des politiques fédérales précitées.

	Cotisation fédérale et cotisation sur l'énergie	Surcharges offshore	Total
2010	6,03	0,27	6,30
2011	7,24	0,92	8,16
2012	5,81	1,22	7,04
2013	4,92	2,35	7,27
2014	4,41	3,98	8,39
2015	4,46	4,58	9,04
2016	4,50	5,12	9,62
2017	4,55	6,79	11,34
2018	4,60	8,91	13,51
2019	4,65	9,77	14,43
2020	4,71	9,73	14,43

Tableau 2 : Estimation du coût d'origine fédérale en €/MWh à l'horizon 2020 (HTVA et sans prise en compte des éventuels plafonnements et/ou exonérations)

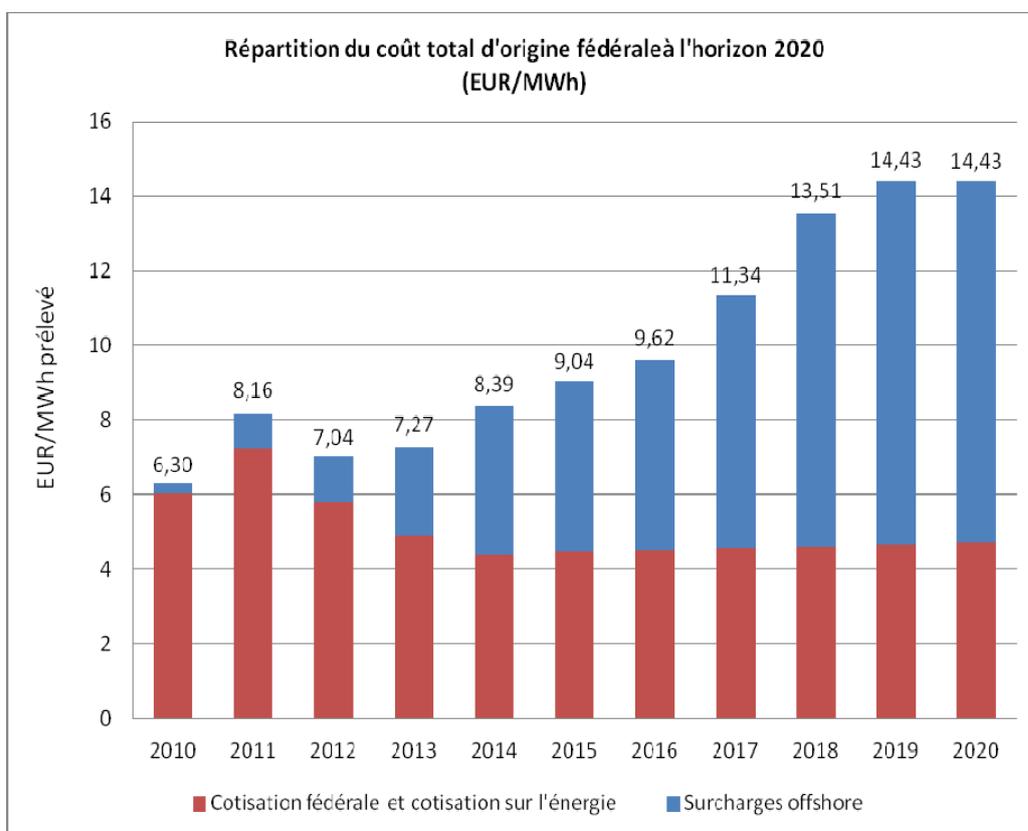


Diagramme 4 : Répartition du coût total d'origine fédérale à l'horizon 2020 (EUR/MWh) (HTVA et sans prise en compte des éventuels plafonnements et/ou exonérations)

## **2.5. Les coûts de distribution**

Le budget actuel d'investissement annuel des GRD wallons est de l'ordre de 200 millions € par an en termes réels. L'énergie livrée sur les réseaux de distribution wallons en 2013 a été de l'ordre de 15,38 TWh, et sur les réseaux de basse tension de l'ordre de 9 TWh.

Les GRD ne disposent que de moyens de financement limités et doivent faire face à une pression permanente et importante sur leurs tarifs pour l'utilisation du réseau : ils sont donc contraints à une relative stabilité budgétaire qui pourrait laisser augurer d'une stabilité du timbre – poste (hors inflation) pour les fonctions de base.

Il y a cependant quelques éléments qui pourraient avoir une influence à la hausse sur les tarifs. Ils sont analysés ci-dessous.

### **2.5.1. La mise en conformité des cabines**

Compte tenu de l'AR de décembre 2012 et sans préjudice de l'arrêt que rendra le Conseil d'Etat saisi à propos de ce même Arrêté royal, les GRD devraient consentir de grands investissements pour mettre leurs cabines en conformité. Les montants en jeu sont actuellement estimés à environ un quart de leur budget annuel pour ces seuls travaux de mise en conformité qui pourraient s'étendre sur environ 20 ans. Pour ne pas augmenter l'enveloppe totale, l'hypothèse est formulée que d'autres investissements devraient être postposés : ceci pourrait être possible sans mettre fondamentalement en péril la sécurité du réseau généralement construit sur un principe « fit & forget » robuste. L'avènement des productions décentralisées soumet toutefois de manière croissante cette robustesse à de nouvelles contraintes : ceci fera l'objet d'un examen attentif par la CWaPE au fur et à mesure des plans d'adaptation des réseaux.

A ce stade la CWaPE fera l'hypothèse que les GRD investissent 50 millions € chaque année pour la mise en conformité des cabines ce qui conduit à un investissement cumulé de 500 millions € à l'horizon 2020 (période 2010 à 2020), soit un amortissement de l'ordre de 17 millions € par an (amortissement sur 30 ans). Sur base d'une fourniture de 23 TWh d'électricité en Wallonie à l'horizon 2020, ceci correspond donc à moins de 1€/MWh.

### **2.5.2. Les obligations de raccordement des productions décentralisées et le développement de réseaux intelligents**

Même si les coûts de renforcement du réseau ou des installations seront portés en partie/essentiellement par le GRT/GRTL, la répercussion de ceux-ci se fera majoritairement au niveau GRDs.

Comme mentionné ci-après, l'évolution des réseaux de distribution vers un modèle « smart grids » sera progressive et porteuse d'économies opérationnelles: le raccordement des productions décentralisées ne devrait pas provoquer de hausse démesurée des coûts de distribution en dehors de l'effet « cascade » des coûts de transport.

Toutefois, l'obligation qui pourrait être faite aux gestionnaires de réseau d'indemniser les producteurs pour le manque à gagner en cas de modulation de certaines productions vu les contraintes « réseau », constituera sans aucun doute un incitant à procéder sans tarder et même de façon proactive aux renforcements de réseau nécessaires.

Les études passées et en cours, notamment les travaux menés dans le cadre de REDI et RéFlex pilotés par la CWaPE, devraient conduire à un nouveau paradigme offrant aux GRD la possibilité d'équiper leurs réseaux pour qu'ils deviennent les plus « intelligents » possible. A ce jour, comme la quasi-totalité des options restent ouvertes, aucune donnée chiffrée n'est disponible. Il faut, toutefois, noter que ces investissements devraient permettre aux GRD de faire des économies sur les investissements de renforcement du réseau dans le cadre d'une évolution accrue des productions décentralisées en valorisant davantage les possibilités de flexibilité tant au niveau de l'injection que du prélèvement.

Dans son étude CD-9j06-CWaPE-260 sur les nouveaux quotas d'électricité verte applicables à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2010 du 6 octobre 2009, la CWaPE avait estimé le montant nécessaire pour adapter les réseaux à une intégration accrue des productions décentralisées à 17 millions € par an, ce qui correspond à environ 3 €/MWh produit ou encore 1 €/MWh fourni sur les réseaux de distribution. Cette estimation avait été faite avec une proposition de quota de 33,75% à l'horizon 2020, alors que le Gouvernement a ultérieurement retenu un objectif plus ambitieux correspondant à un quota de 37,9% en 2020. Dans ces conditions, la CWaPE estime que l'augmentation attendue pourrait atteindre un montant de 30 millions EUR, soit environ 2 €/MWh fourni sur les réseaux de distribution wallons à l'horizon 2020.

### **2.5.3. Les compteurs intelligents**

La mise en place de ces compteurs intelligents a été conditionnée à la réalisation d'une étude coût-bénéfice, conformément aux dispositions de la Directive Européenne 2009/72/CE. La Belgique a remis en septembre 2012 une évaluation négative à cet égard, considérant que les conditions requises par la Directive précitée n'étaient pas remplies.

A l'occasion de l'étude coût-bénéfice, un scénario supplémentaire a également été étudié, en guise d'alternative potentielle au déploiement généralisé des compteurs intelligents. Ce scénario alternatif prévoit un déploiement segmenté (à la demande et compteurs à budget notamment) ainsi que l'installation de ces compteurs lors de remplacement pour défektivité ou lors de nouvelles constructions. Evalué d'un point de vue sociétal, comprenant l'ensemble des acteurs de marché, ce scénario présente un résultat positif en termes de valeur nette actualisée sur 30 ans.

Les résultats qui en découlent donnent une indication pertinente sur l'évolution des coûts associés aux compteurs intelligents. Toutefois, des différences méthodologiques importantes empêchent d'intégrer ces résultats à l'objet de ce présent rapport et ce, pour les raisons suivantes notamment :

- L'étude coût-bénéfice porte sur une période de 30 ans et évalue des valeurs actualisées sur cette même période. Les données financières qui en découlent ne sont pas directement interprétables en termes d'impact sur la facture à une échéance donnée, 2020 en l'occurrence.
- L'étude a été conduite d'un point de vue sociétal, en considérant l'ensemble des coûts et bénéfices pour les acteurs de marché, les consommateurs et la société. Elle n'identifie pas la manière dont chaque acteur va répercuter les postes de coût et bénéfice vers les consommateurs.
- Bien que le scénario alternatif voie sa pertinence renforcée par les décisions intervenues au niveau européen (notamment la dérogation au déploiement complet et l'obligation de placement prévue par la Directive 2012/27/CE concernant les nouveaux raccordements et les remplacements de compteurs), il n'y a au stade actuel aucune décision formelle quant aux modalités de déploiement à privilégier dans le futur.

Tenant compte de ces limites méthodologiques, un coût indicatif de 29 millions EUR par an par an peut être déduit des résultats du scénario alternatif évalué dans le cadre de l'étude coût bénéfice. Pour ce faire, seuls les coûts imputés au GRD sont pris en compte et mutualisés sur l'ensemble de la clientèle raccordée en basse tension de telle manière que les coûts afférents à la période 2017-2021 soient couverts. A titre de comparaison, et sur base d'hypothèses similaires, le coût associé au déploiement généralisé s'élèverait à 85 millions EUR/an. Cette information pourra être réévaluée dès lors que les modalités de déploiement et de répercussion des coûts auront été validées par les autorités compétentes.

Aussi en prenant en compte le scénario alternatif, la CWaPE a estimé l'impact sur les coûts de distribution à 3,2 €/MWh BT à l'horizon 2020.

#### **2.5.4. Les soldes régulateurs**

L'approbation tardive des tarifs 2009-2012, la prolongation des tarifs en 2013 et 2014 à leur niveau de 2012 de même que des écarts de volume ont généré en moyenne des soldes régulateurs (ou trop peu perçus) pour les GRD.

En conséquence l'affectation des soldes des années 2008-2014 dans les tarifs des périodes régulateurs suivantes aura pour conséquence une augmentation en moyenne des tarifs des GRD. Les dernières estimations font état d'un trop peu perçu cumulé de 14 millions EUR, soit moins de 1 EUR/MWh consommé, à étaler sur plusieurs années.

#### **2.5.5. Les obligations de service public (OSP) à charge des GRD**

Ces OSP comprennent plusieurs catégories dont les OSP relatives au fonctionnement du marché (régularité et qualité des fournitures, déménagements problématiques, fins de contrat, etc.), les OSP en matière de service aux utilisateurs (raccordements, relevés des index, plaintes, indemnités, etc.), les OSP à caractère social (protection de la clientèle vulnérable), les OSP relatives à la promotion des énergies renouvelables, et les OSP relatives à l'utilisation rationnelle de l'énergie (sensibilisation, entretien de l'éclairage public, etc.).

Les coûts d'exploitation de ces différentes catégories d'OSP font l'objet d'un suivi analytique par la CWaPE.

Une première analyse des données relatives à l'année 2013 tend à montrer une légère augmentation des coûts liés au respect des obligations de service public à charge des GRD par rapport aux chiffres de l'année 2012. Pour rappel les coûts 2012 :

- des OSP à caractère social se sont élevés à 4,20 €/MWh basse tension ;
- des OSP relatives à l'entretien communal de l'éclairage public se sont élevés à 2,25 €/MWh basse tension ;
- des OSP relatives à la promotion des énergies renouvelables (essentiellement le guichet unique) se sont élevés à 0,32 €/MWh basse tension.

La poursuite du suivi analytique des coûts doit permettre d'appréhender les évolutions futures en fonction, notamment, des nouvelles obligations de service public qui sont ou seront mises à charge des gestionnaires de réseau de distribution.

Parmi ces nouvelles obligations de service public, citons notamment les suivantes :

- la tarification progressive et solidaire de l'électricité. Les coûts estimés pour les GRD de cette OSP sont de 2,25 Mios EUR (coûts « one shot » de mise en place + coûts récurrents de gestion opérationnelle – voir avis CD-13I11-CWaPE-837) ;
- le système Quali watt d'octroi de primes pour les producteurs photovoltaïques. Les coûts inhérents d'une part à la gestion administrative de l'évaluation et de l'adaptation du soutien global garanti et d'autre part au financement des primes ont été estimés à environ 18 Mios EUR pour l'année 2015 et entre 35 et 40 Mios EUR en 2018 – année où un plafonnement est probable (voir avis CD-13d12-CWaPE-481 et principes Quali watt présentation du 24-12-2013) ;
- le transfert des clients protégés régionaux vers le GRD de même que l'octroi du statut de protégé régional aux bénéficiaires du maximum à facturer. Le coût du transfert et de l'alimentation par les GRD des clients protégés régionaux actuellement alimentés par les fournisseurs (sans tenir compte de la nouvelle catégorie de protégés liée au maximum à facturer) avait été estimé à 5,8 Mios (voir avis CD-13b07-CWaPE-468 relatif au décret modificatif du décret électricité). Toutefois vu le nombre limité de clients protégés régionaux transférés depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2014, il apparaît que cette estimation des coûts était vraisemblablement exagérée et peut raisonnablement être revue à la baisse. Sur base des éléments en sa possession, la CWaPE évalue ces coûts à 2 Mios EUR;
- la suppression de la fourniture X en cas de placement du compteur à budget au-delà du 40<sup>ème</sup> jour après l'introduction de la demande par le fournisseur. Cette modification de l'OSP à charge du GRD devrait, au vu des coûts générés par l'alimentation par le fournisseur X des clients concernés, permettre une économie par rapport aux coûts actuels. Cette économie a été estimée à plus de 8 Mios EUR (voir avis CD-13b07-CWaPE-468 relatif au décret modificatif du décret électricité).

Les modalités précises de mise en œuvre de certaines de ces OSP étant toujours en cours d'élaboration, il est possible que l'ampleur de l'évolution des coûts des OSP soit plus ou moins éloignée des montants repris ci-avant. Toutefois la CWaPE considère que l'augmentation des coûts des OSP pourrait atteindre au minimum 35 Mios EUR à répartir sur les kWh basse tension, soit de l'ordre de 4 EUR/MWh.

### **2.5.6. Les prosumers**

Dans le cadre de ses futures prérogatives relatives aux tarifs de distribution, la CWaPE a notamment pour objectif de mettre en place un mécanisme impliquant la contribution des « prosumers » aux coûts du réseau de distribution.

Compte tenu que 7% de la consommation BT est imputable aux producteurs photovoltaïques (< 10 kW) et que l'on considère que 30% de la production photovoltaïque est auto-consommée, on peut raisonnablement estimer à 5% l'augmentation de l'assiette de prélèvement pour le financement des coûts de distribution ce qui devrait permettre d'atténuer la hausse attendue des tarifs de distribution.

## **2.6. Les surcharges régionales**

### **2.6.1. La redevance de raccordement**

Le produit de cette redevance vient alimenter le « fonds énergie ». Cette redevance s'applique à tout client final raccordé en Région wallonne au réseau d'électricité ou à une ligne directe quel que soit le niveau de tension.

Cette redevance inchangée depuis sa création est exemptée de TVA.

### **2.6.2. La redevance de voirie**

Cette redevance vise à compenser la perte des dividendes des communes, dividendes qu'elles touchaient des intercommunales de distribution avant la libéralisation du marché. Ainsi cette redevance vise à assurer le financement d'une redevance annuelle dont les GRD doivent s'acquitter auprès des communes pour l'occupation du domaine public par le réseau dont ils assurent la gestion.

Cette redevance est intégrée dans les tarifs de distribution des GRD et est soumise à la TVA. L'Arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 modifiant l'AGW du 28 novembre 2002 relatif à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau électrique a introduit le principe d'une indexation annuelle de la redevance de voirie sur la base de l'évolution de l'indice des prix à la consommation ce qui a impliqué une indexation de rattrapage en 2011 et une indexation annuelle par la suite. Au-delà de l'année 2014, c'est une indexation annuelle moyenne de 2% qui a été retenue.

### **2.6.3. La surcharge ELIA en vue du financement du rachat des certificats verts au prix minimum garanti**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, le gestionnaire de réseau de transport local (GRTL – ELIA) a une obligation d'achat du certificat vert au prix de 65 EUR/CV. Pour bénéficier de cette garantie d'achat, le producteur vert est tenu d'introduire une demande auprès de l'administration. Par dérogation, les installations de petite puissance ( $\leq 10$  kW) ne doivent pas introduire de demande et bénéficient d'une garantie d'achat automatique pour 180 mois.

Le développement du photovoltaïque résidentiel et la diminution du prix du CV sur le marché ont eu pour conséquence un afflux sans cesse croissant de demandes d'achat de certificats verts auprès d'ELIA. Le coût de cette obligation de service public à charge du GRTL (ELIA) est répercuté auprès du client final via une surcharge régionale appliquée sur le tarif d'utilisation du réseau de transport local. La clientèle raccordée directement au réseau de transport (tension supérieure à 70 kV) n'est pas impactée par celle-ci.

Le montant de cette surcharge a connu des évolutions successives et s'établissait à :

- 1,1889 €/MWh dès janvier 2012 ;
- 5,9445 €/MWh dès octobre 2012 ;
- 13,8159 €/MWh dès janvier 2013.

Le poids que la surcharge ELIA fait peser notamment sur la compétitivité des entreprises wallonnes raccordées au réseau de transport local et aux réseaux de distribution a amené le Gouvernement wallon à envisager des mesures correctives.

Ces mesures sont en voie de finalisation et prendront tant la forme d'un mécanisme d'exonération (exonération partielle de la surcharge pour certaines entreprises en accord de branche ou appartenant à des secteurs précis d'activité – code NACE) que celle d'un mécanisme de portage (permettant pour les clients et/ou entreprises ne pouvant bénéficier d'une exonération de maintenir le montant de la surcharge à son niveau de 2013). Le mécanisme de portage prévoit qu'ELIA devra racheter à l'échéance le certificat vert mis en réserve ce qui prolongera le niveau actuel de la surcharge au moins jusqu'en 2020.

L'exonération partielle de la surcharge serait accordée aux clients finals suivants :

- 85% pour les clients finals en accord de branche quel que soit leur niveau de consommation ;
- 50% pour les clients finals qui ne sont pas engagés dans un accord de branche, pour autant qu'ils relèvent de certains codes NACE.

Toutefois pendant la période durant laquelle l'exonération partielle de la surcharge est d'application, les coûts administratifs et de financement de la mesure seront mis à charge des clients finals bénéficiant de l'exonération, au prorata de la quantité d'énergie exonérée.

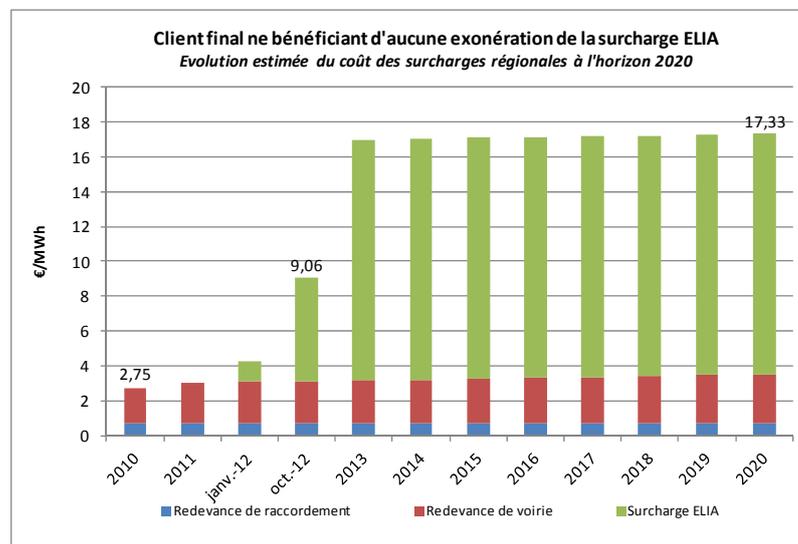
Tel que mentionné à la page 9 de l'avis CD-13119-CWaPE-840 sur « le projet de décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, visant à instaurer une base juridique pour le mécanisme de financement externe des certificats verts via un intermédiaire financier ainsi que pour les exonérations de la surcharge ELIA », le coût du portage est estimé à minimum 10% du montant global mis en réserve.

Aussi, dans les diagrammes repris ci-après, l'exonération éventuelle prise en considération est réduite de 10% afin de tenir compte de ces coûts administratifs et de financement.

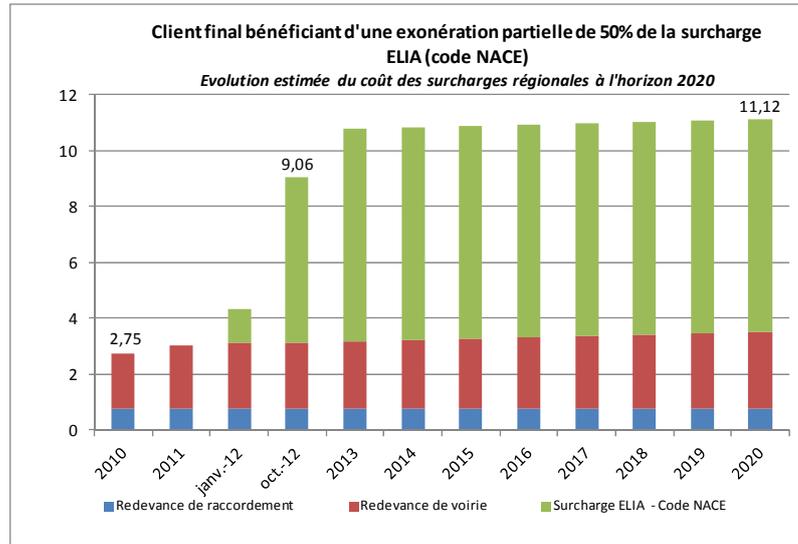
#### 2.6.4. Synthèse de l'évolution des surcharges régionales

L'évolution estimée des surcharges régionales à l'horizon 2020, sans prise en compte des pertes en réseaux et de la production locale, est présentée successivement pour les trois cas de figure suivants :

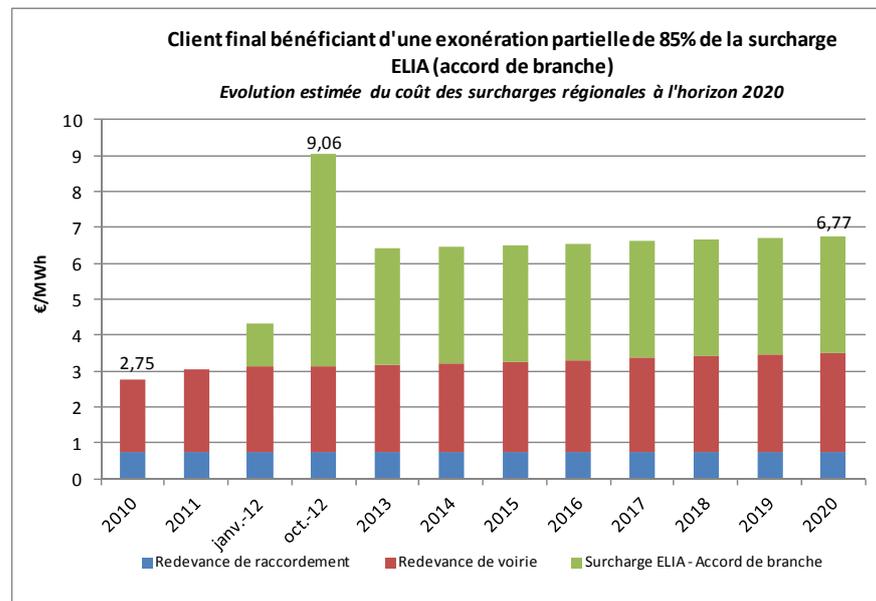
- Client final ne bénéficiant d'aucune exonération partielle de la surcharge ELIA ;



- Client final bénéficiant d'une exonération partielle de 50% de la surcharge ELIA (code NACE);



- Client final bénéficiant d'une exonération partielle de 85% de la surcharge ELIA (accord de branche).



*Diagrammes 5 à 7 : évolution estimée du coût des surcharges régionales en €/MWh à l'horizon 2020*

Précisons que ces graphiques incluent l'effet de l'exonération partielle de 50% et 85% (code NACE et accord de branche) accordées pour les années 2013 et 2014 aux clients finals concernés, alors que ceux-ci ont d'ores et déjà préfinancé la surcharge dans sa globalité. Ces entreprises seront en effet prochainement remboursées du trop-perçu.

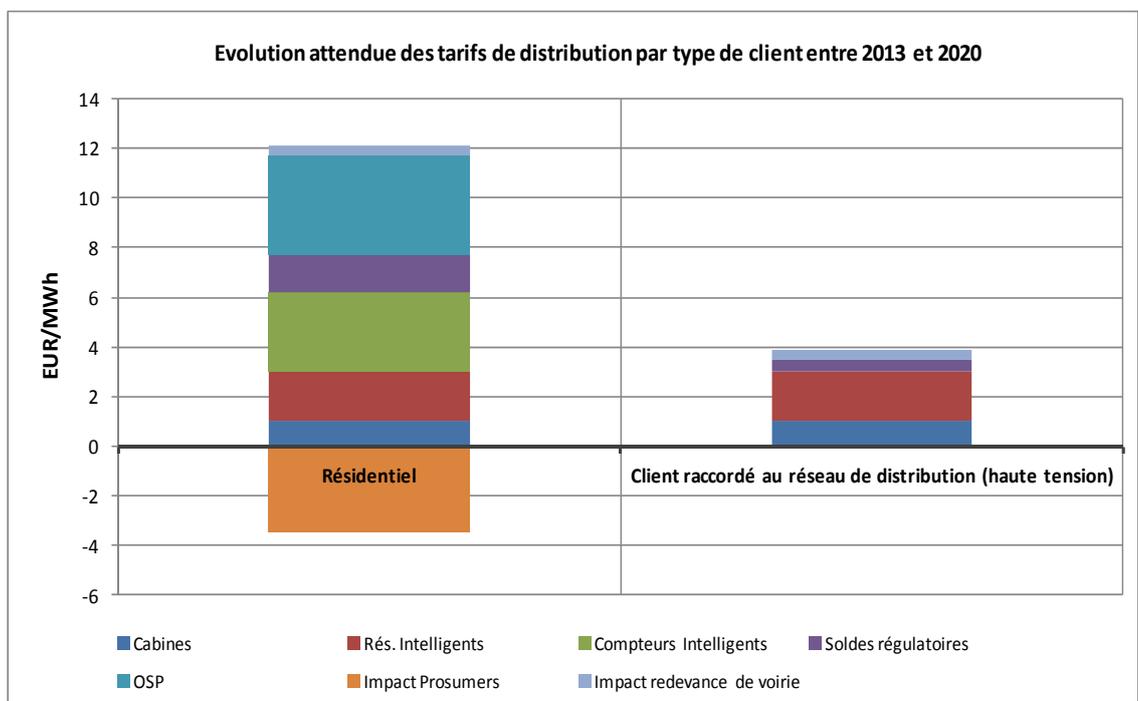
Dès lors, sur base des hypothèses formulées ci-dessus, nous pouvons réaliser une estimation de l'évolution – par rapport à la situation 2013 – des surcharges régionales d'ici 2020, qui correspond d'une part à l'indexation de la redevance de voirie (estimée à moins de 1 €/MWh entre 2013 et 2020) et d'autre part à l'évolution de la surcharge ELIA en vue du financement du rachat des certificats verts au prix minimum garanti au travers du mécanisme d'exonération et de portage.

Ce mécanisme devrait induire tantôt une diminution des surcharges régionales de l'ordre de 2,3 €/MWh pour les industriels en accord de branche, tantôt une augmentation de 2,0 à 8,3 €/MWh respectivement pour les clients professionnels bénéficiant d'une exonération partielle et pour les autres clients professionnels et/ou résidentiels.

## 2.7. Synthèse de l'évolution au niveau régional

Au total, et sur base des hypothèses reprises ci-avant, le coût d'utilisation des réseaux de distribution pourrait augmenter (hors inflation et moyennant contribution des « prosumers » au coût du réseau) de maximum 3,5 €/MWh à 8,5 €/MWh selon le niveau de tension et le type de clients sur lesquels les coûts sont répercutés.

En y ajoutant l'augmentation de la redevance de voirie, cela entraîne une augmentation comprise dans la fourchette de 4 à près de 9 €/MWh, majoré de l'indexation des tarifs de distribution.



### 3. Conclusions

**3.1.** La CWaPE souhaite rappeler les précautions qu'il convient de prendre à l'examen des chiffres publiés dans cette étude. La CWaPE a eu recours aux meilleures sources disponibles, qui recommandent d'ailleurs les mêmes précautions, et a pris le risque de faire ses propres estimations lorsque des projections fiables n'étaient pas disponibles. Ces estimations sont d'autant plus fragiles que la CWaPE ne contrôle nullement les facteurs les influençant, au contraire de certains acteurs économiques et politiques.

Les clients finals sont tenus de supporter tout ou partie des coûts suivants :

- en ce qui concerne la partie soumise à concurrence, le prix de la commodité, soit le prix de l'électricité proprement dite et la contribution énergie verte ;
- en ce qui concerne la partie réglementée, les tarifs de transport et de distribution, et les surcharges fédérales et régionales.

**3.2.** Ces différents éléments de coût ont été détaillés dans la présente étude et sont regroupés ci-après pour 3 clients types :

- une entreprise raccordée au réseau de transport ayant conclu un accord de branche (mécanisme d'exonération tel que repris dans le projet d'arrêté modificatif) ;
- une entreprise raccordée au réseau de distribution et bénéficiant d'une exonération de 50% de la surcharge ELIA) ;
- un consommateur résidentiel.

Les tarifs de transport et de distribution sont indexés. En se basant sur un taux d'inflation de 2%/an (correspondant à l'objectif cible de la Banque Centrale Européenne) l'effet global (de 2013 à 2020) à l'échéance 2020 est estimé à près de 15%.

Les éléments tarifaires repris sous cette rubrique ont été extrapolés à partir de l'« Analyse des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels en Wallonie de 2009 à 2013 » réalisé par l'ICEDD en septembre 2014 pour le compte de la CWaPE.

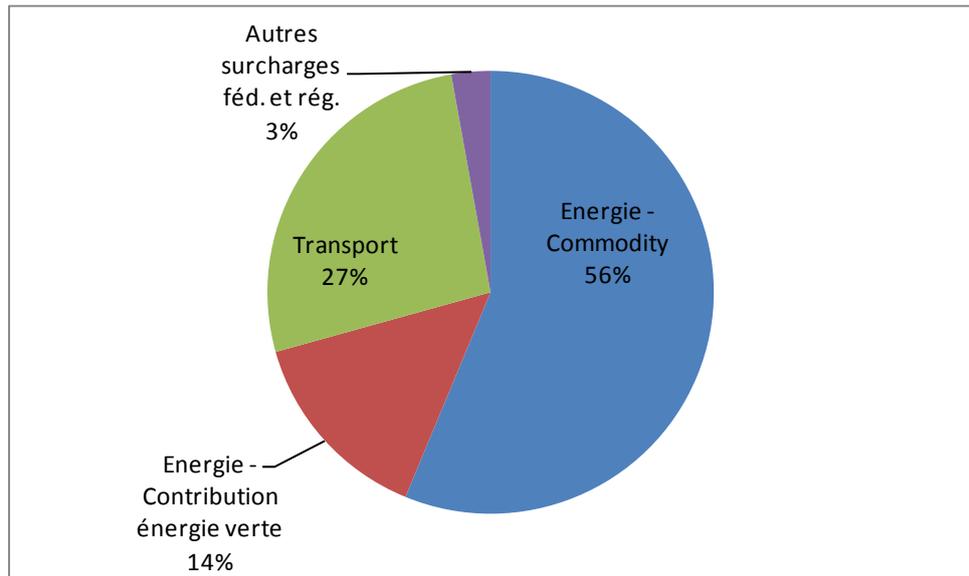
Dans cette analyse, la composante transport intègre le coût des obligations de service public mises à charge d'ELIA (financement du raccordement des parcs éoliens offshore, le financement des certificats verts – fédéral – et en fin le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie – « surcharge Elia »).

La composante distribution intègre la redevance de voirie.

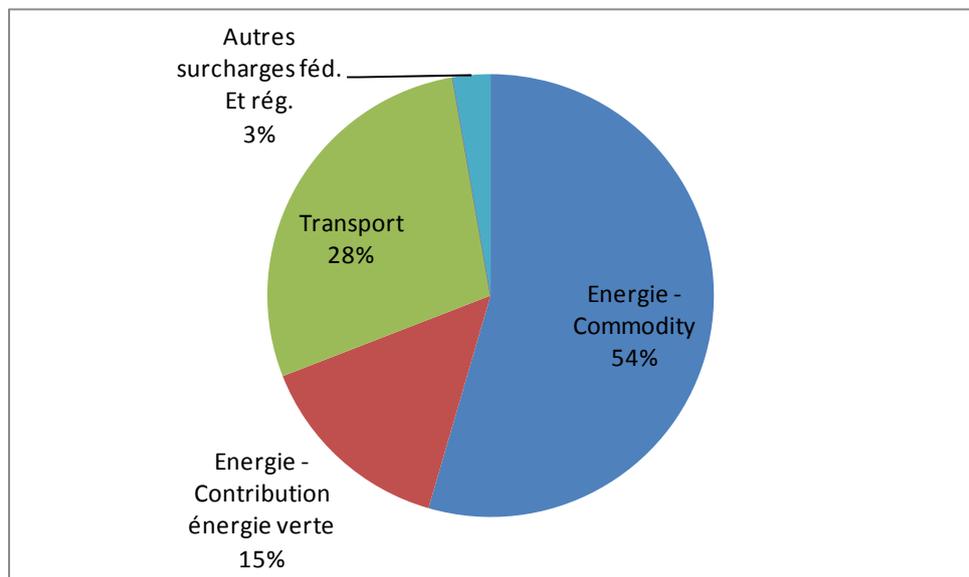
Les autres surcharges fédérales et régionales concernent la cotisation sur l'énergie, la cotisation fédérale ainsi que la redevance de raccordement.

➤ **Détail des coûts pour l'entreprise raccordée au réseau de transport local**

- consommation supérieure à 20 GWh ;
- estimation du prix global: 98 €/MWh HTVA (2013) ; 116 €/MWh HTVA (2020)
- répartition entre les composantes :



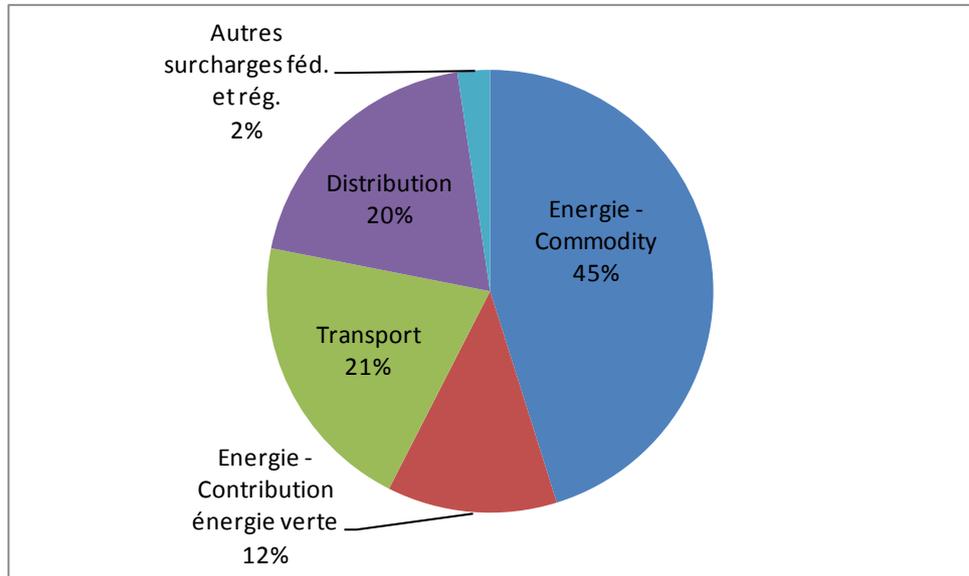
*Diagramme 8 : répartition entre les composantes de coût pour l'entreprise raccordée au réseau de transport local (2013)*



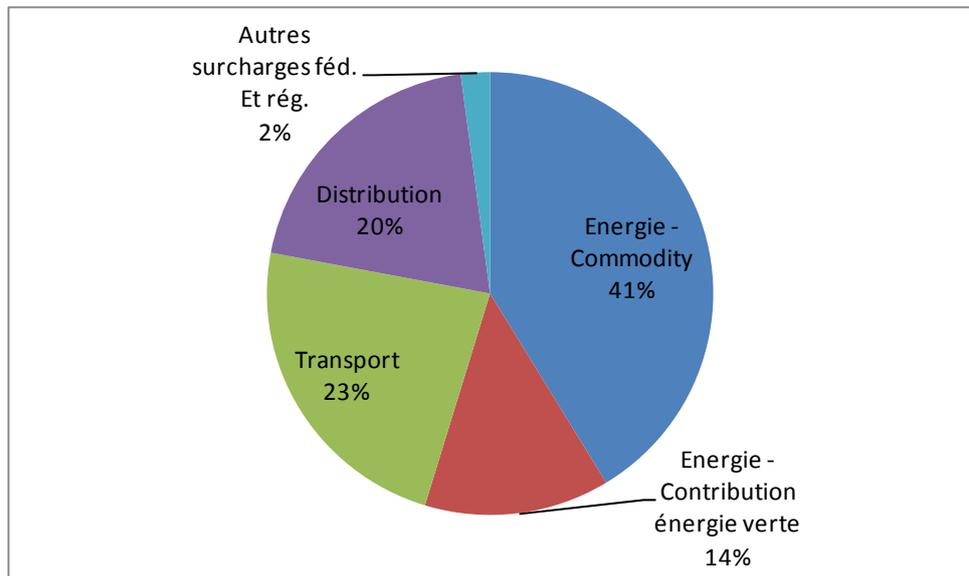
*Diagramme 9 : Détail des coûts pour l'entreprise raccordée au réseau de transport local (2020)*

➤ **Détail des coûts pour l'entreprise raccordée au réseau de distribution**

- consommation 0,5 GWh (classe Eurostat : Ic) ;
- estimation du prix global: 134 €/MWh HTVA (2013) ; 169 €/MWh HTVA (2020)
- répartition entre les composantes :



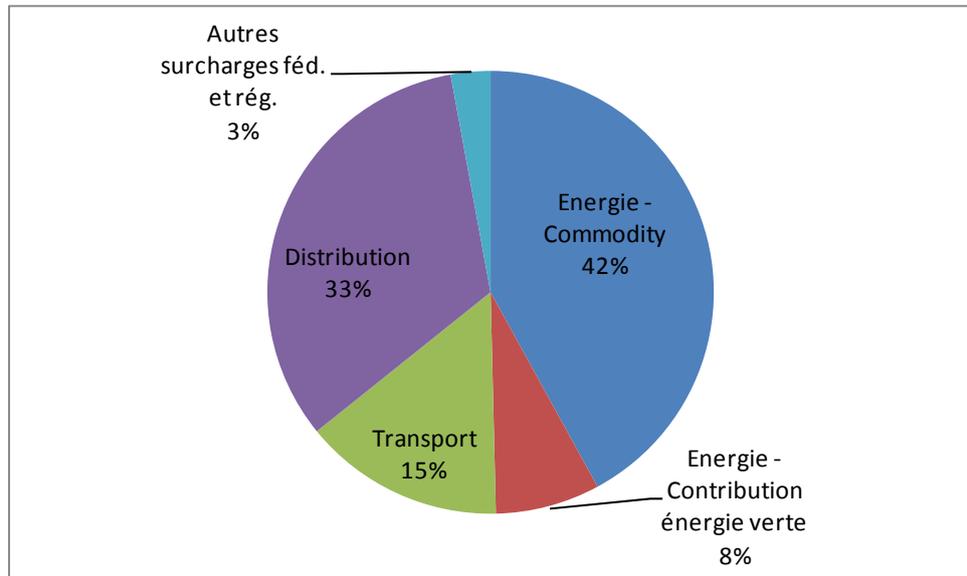
*Diagramme 10 : répartition entre les composantes de coût pour l'entreprise raccordée au réseau de distribution (2013)*



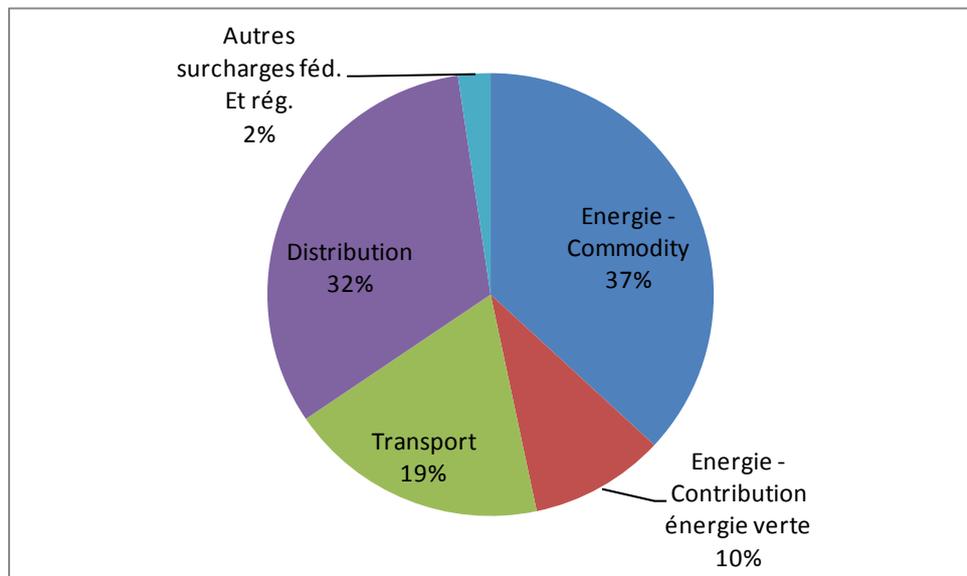
*Diagramme 11 : répartition entre les composantes de coût pour l'entreprise raccordée au réseau de distribution (2020)*

➤ **Détail des coûts pour le client résidentiel moyen (2013)**

- consommation 3.500 kWh (1600 kWh jour – 1900 kWh nuit / client Eurostat : Dc);
- estimation du prix global: 234 € TVAC/MWh (2013) ; 268 € TVAC/MWh (2020, TVA : 6%) ; 306 € TVAC/MWh (2020, TVA : 21%)
- répartition entre les composantes :



*Diagramme 12 : répartition entre les composantes de coût pour le client résidentiel moyen (2013)*



*Diagramme 12 : répartition entre les composantes de coût pour le client résidentiel moyen (2020)*

**3.3. Récapitulatif des augmentations de coût de l'électricité à l'horizon 2020 par rapport à l'année 2013**

		Client industriel RT (€ HTVA/MWh)	Client industriel RD (Ic) (€ HTVA/MWh)	Client résidentiel 3.500 KWh (Dc) (€ HTVA/MWh)	Client résidentiel 3.500 KWh (Dc) (€ TVAC/MWh) TVA : 6% en 2020	Client résidentiel 3.500 KWh (Dc) (€ TVAC/MWh) TVA : 21% en 2020
<b>Prix global électricité 2013 (moyenne)</b>		98	134	193	234	234
<b>Evolution 2013-2020</b>	Inflation (14,9%) sur la composante transport/distr.	3,9	8,0	13,7		
	Cotisation fédérale, cotisation sur l'énergie et surcharges offshore	5,6	5,7	7,4		
	Surcoût distr. et surcharge régionale	-2,7	5,6	16,5		
	Surcoût contribution verte	2,8	6,1	10,1		
	Surcoût électricité proprement dite	8,2	9,0	12,1		
<b>Prix global estimé électricité en 2020*</b>		<b>115,8</b>	<b>168,4</b>	<b>252,8</b>	<b>268</b>	<b>305,9</b>
<b>Taux de croissance annuel moyen (2013-2020) (nominal)</b>		2,41%	3,32%	3,93%	1,96%	3,90%
<b>Taux de croissance annuel moyen (2013-2020) (hors inflation)</b>		0,46%	1,48%	2,16%	-0,05%	2,13%

Hypothèses :

- Le taux de TVA pris en considération pour le client résidentiel est de 21% pour l'année 2013. Pour l'année 2020, deux taux de TVA sont pris en considération : 6% et 21%.
- Il a été tenu compte des réductions et autres exonérations applicables à certains clients professionnels pour le calcul de la cotisation fédérale et de la surcharge CV offshore.
- Les pertes en réseaux n'ont pas été prises en compte dans les calculs ci-dessus.

Dans les cas (moyens) identifiés ci-dessus, l'augmentation de prix varie entre 18,2% (client réseau de transport) et 31,0% (client résidentiel – prix HTVA) de la facture globale d'électricité entre 2013 et 2020 pour les différentes catégories d'utilisateurs. Ces évolutions tiennent compte d'une indexation moyenne de 2%/an. En prix TVAC, la croissance globale du prix de l'électricité pour un client résidentiel passe sur la période considérée respectivement à 14,5% et 30,9% selon que l'on considère un taux de TVA de 6 ou de 21%.

Ceci conduit donc à une évolution sur la période considérée de 2,4% par an (0,5%/an hors inflation) pour un client industriel RT, de 3,3% pour un client industriel BT (1,5%/an hors inflation) et de 1,9% par an (-0,1%/an hors inflation) ou 3,9% par an (2,1%/an hors inflation) selon respectivement que l'on considère un taux de TVA de 6 ou de 21% pour un client résidentiel Dc wallon TVAC. Par comparaison, le prix de l'électricité pour un client résidentiel Dc wallon a évolué, entre 2003 et 2012, de 5,2% par an (inflation réelle incluse) ou de 2,9% (hors inflation).

Il est bien entendu possible que les surcoûts « transport et surcharges fédérales » et « électricité primaire » soient répartis autrement entre les catégories d'utilisateurs que l'hypothèse uniforme prise ci-dessus.

\*        \*  
\*  
\*  
\*