COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

ETUDE

CD-11i29-CWaPE

concernant

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

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

Le 7 octobre 2011

Avenue Gouverneur Bovesse 103 -106 — B-5100 JAMBES
Tél.: 081/33.08.10 — Fax: 081/33.08.11

Etude de la CWaPE concernant les perspectives de prix de l'électricité à l'horizon 2020

1. Objet

Par courrier daté du 25 juillet 2011, compte tenu de sa mission de conseil auprès des autorités publiques entre autres en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'électricité, la CWaPE a été saisie, conformément à l'article 43 §1er du décret du 12 avril 2001 d'une demande formulée par le Ministre en charge de l'énergie, de remettre un avis sur les perspectives d'évolution du prix global de l'électricité et de ses différentes composantes à l'horizon 2020.

Dans ce cadre, la CWaPE, prévenue de la demande d'avis et désireuse de pouvoir disposer des informations les plus pertinentes et les plus à jour notamment en ce qui concerne d'une part, l'évolution des surcharges fédérales applicables en électricité et d'autre part, la répercussion du coût du développement de l'éolien offshore sur les tarifs du gestionnaire de réseau de transport, avait questionné dès le 14 juillet, le régulateur fédéral (CREG) et le gestionnaire du réseau de transport (ELIA).

Par courrier recommandé, reçu le 20 septembre, la CREG a communiqué les informations en sa possession sous la réserve que les décisions en matière de surcharge sont le fait des autorités fédérales et ne se prennent donc pas en son sein.

Au cours d'une réunion tenue le 26 juillet en ses locaux de Bruxelles, ELIA a fourni un premier ensemble d'éléments de réponse. Divers autres échanges ont eu lieu par courriels et se sont trouvés confirmés par une brochure diffusée par une Newsletter ELIA, le 1er septembre.

Liminaire

Dans son récent rapport annuel 2010 (« Mot du Président » p.2), la CWaPE avait souligné à propos des ***prix de l'énergie*** **:** ***« la course contre la montre a débuté ».***

…Quoi qu'on fasse, les prix vont augmenter pour le consommateur final. Par contre, l'action des pouvoirs publics peut avoir une grande influence sur la structure des coûts de l'énergie. La Commission européenne a pu montrer qu'en fonction des politiques énergétiques menées, le prix des produits pétroliers (qui reste la référence pour les prix des autres énergies) pouvait soit augmenter fortement d'ici 2050, soit augmenter légèrement, soit encore diminuer légèrement. Ces prix augmentent fortement dans l'hypothèse du "business as usual" (BAU), alors qu'ils pourraient baisser si la consommation des combustibles fossiles (et l'émission de CO_2 associée) diminue de 80% en 2050 par rapport à 2010, et que 100% de l'électricité est décarbonisée. Bien entendu, mener cette politique nécessitera des moyens financiers importants qui seront répercutés, du moins en partie, chez les consommateurs… »

2020 ne constitue qu'une étape intermédiaire dans le cheminement vers l'horizon 2050, objectif d'évolutions axées sur le long terme. La mise en œuvre de l'une ou l'autre option ne génèrera pas rapidement de modifications très profondes et porteuses de résultats majeurs.

Par ailleurs, un ensemble de questions, actuellement irrésolues, est susceptible de provoquer des bouleversements dans rien moins que le fuel mix mondial et il n'est pas possible d'en évaluer, avec une probabilité raisonnable de certitude, l'impact sur le coût de l'énergie en Belgique en 2020. Ce point sera rediscuté sous 2.6. ci-après.

Pour ce qui est des surcharges et des retombées au niveau des "timbres-poste", leur définition et les hypothèses de leur évolution ainsi que les résultats qui en découlent sont envisagés sous 2.1, 2.2 ., 2.3. et 2.4.

L'évolution des coûts de distribution fera l'objet du point 2.5.

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

2.1. Les surcharges fédérales hors éolien off-shore

- **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.

  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 et atteint donc 2,3096 € (TVAC).

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

  La cotisation fédérale comprend six composantes visant à financer six 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 incertitudes affectant les évolutions institutionnelles, cette surcharge a été laissée inchangée dans les prévisions de la CWaPE ;

  - 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[1] ;

- 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 ;

- une surcharge « clients protégés » visant à assurer le financement du coût réel net résultant de l'application des prix maximaux[2] ;

- une surcharge « prime chauffage » visant à assurer le financement des réductions forfaitaires pour le chauffage à l'électricité.

La cotisation fédérale est également soumise à la TVA. Son évolution sur base des hypothèses mentionnées est présentée dans le diagramme 1.

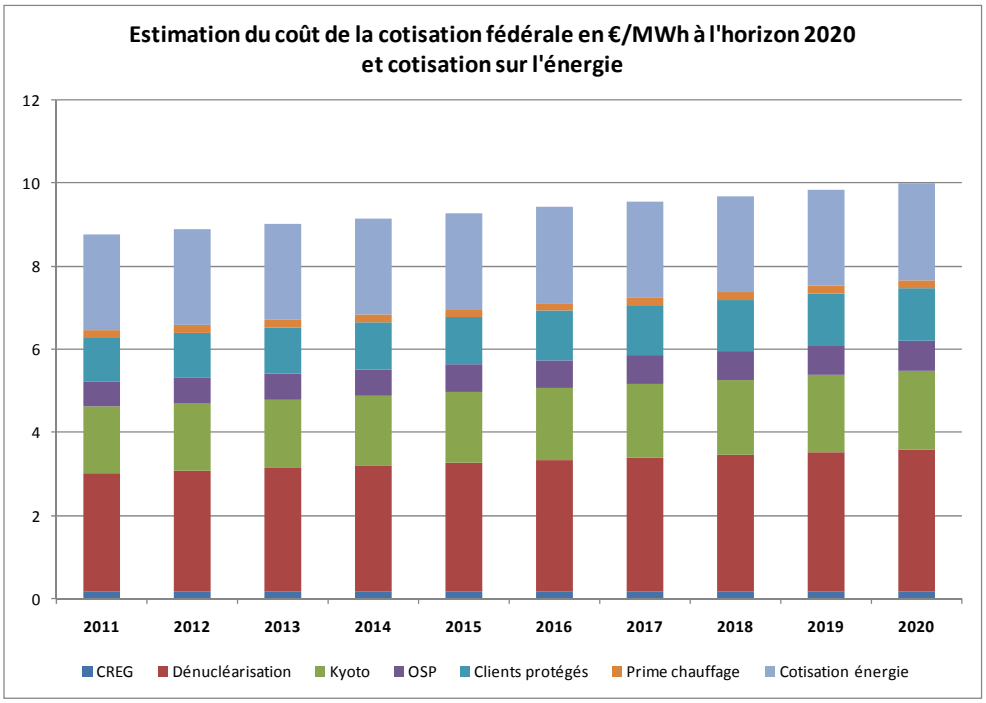


Diagramme 1 : Estimation du coût de la cotisation fédérale en €/MWh à l'horizon 2020 et cotisation sur l'énergie

[1] L'exonération des surcharges « Kyoto et dénucléarisation » pour la quantité d'électricité fournie qui est produite à partir de sources d'énergie renouvelables a eu un impact important sur l'évolution des coefficients de ces deux surcharges puisque l'assiette sur laquelle était constitué le fonds s'est considérablement rétrécie. Par ailleurs, ces surcharges s'adressant à un nombre plus restreint de consommateurs, leur enveloppe globale n'a que légèrement évolué. L'augmentation globale de l'effet de ces surcharges a dès lors été estimée à 2% par an. Cette même estimation a été faite pour les 3 surcharges décrites plus loin.

[2] 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'accroitre le nombre de clients résidentiels effectivement reconnus comme protégés. Aussi, il est probable que le fonds « clients protégés » soit sous-alimenté compte tenu des coefficients actuels.

2.2. Cas particulier du coût engendré par l'éolien « offshore » à l'horizon 2020

La part d'énergies renouvelables à atteindre d'ici 2020 dans la consommation finale d'énergie a été fixée à 13%. L'installation massive d'éoliennes en mer du Nord doit contribuer à atteindre cet objectif. Selon les récentes estimations du Bureau fédéral du plan, 19% de l'électricité totale consommée pourraient être produits à partir de sources renouvelables dont 8 à 10% à partir du seul éolien offshore.

Actuellement, 6 concessions ont été octroyées pour l'établissement de parcs éoliens dans la partie belge de la mer du nord. L'attribution d'une 7e concession (zone G) est également en cours.

Le diagramme 2 ci-après dresse l'état de la situation envisageable à ce jour (le détail des calculs est présenté plus loin).

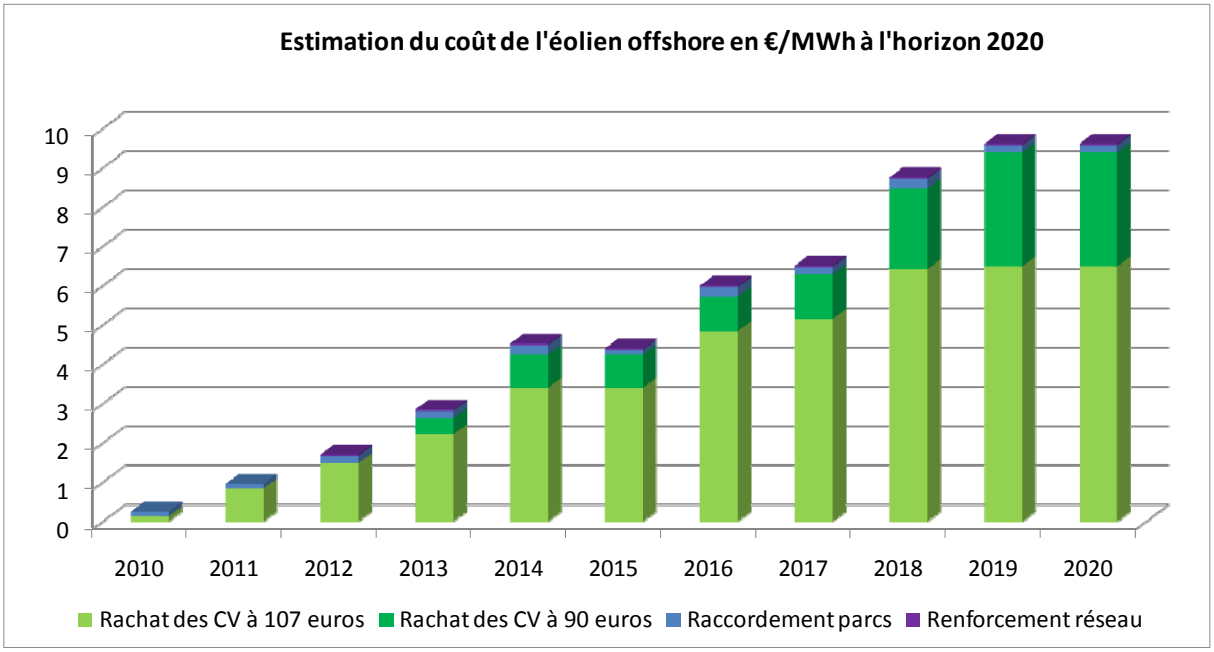


Diagramme 2 : Estimation du coût de l'éolien offshore en €/MWh à l'horizon 2020 (données CREG et ELIA, calculs CWaPE)

Pour réaliser cette estimation, la CWaPE a identifié et détaillé les facteurs qui en constituent les différentes composantes à savoir :

- le rachat des certificats verts (surcharge ELIA selon A.R. du 16 juillet 2002 modifié le 31 octobre 2008) ;

- la participation aux coûts de raccordement des différents parcs (surcharge ELIA en application de l'art.7, §2 de la loi Electricité : 25 millions € par raccordement répartis sur 5 ans) ;

- l'adaptation des réseaux (élément du "timbre-poste" ELIA dans le cadre de l'amortissement défini par la CREG) ;

- les éléments inhérents au balancing et aux services auxiliaires.

Sur base des statistiques SYNERGRID pour le territoire belge, le flux d'électricité fourni aux clients d'ELIA et aux GRDs a été estimé à 83,5 TWh. L'hypothèse d'une stabilisation de la fourniture d'électricité a été retenue d'ici l'échéance 2020 car une part croissante de la consommation sera auto - produite et ne sera donc pas reprise dans les fournitures.

La CWaPE a tenté d'actualiser autant que possible les différents chiffres connus à ce jour, notamment sur base des informations récentes fournies par le gestionnaire de réseau de transport ELIA et par la CREG.

- **Rachat des certificats verts (CV)**

  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, les certificats verts octroyés, à un prix minimal fixé, selon la technologie de production. Pour permettre la viabilité des projets naissants, un premier prix de 107 €/CV a été défini, pour les premiers 216 MW installés et un second prix de 90 €/CV pour les productions issues des MW au-delà de ce seuil. 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.

  Pour autant que ce principe perdure jusqu'à l'aboutissement complet de tous les projets, le tableau ci-dessous résume les prévisions de production et coûts inhérents au rachat des CV octroyés aux différents producteurs éoliens.

Zones	Parcs	puissance (MW)	Heures de fonctionnement		Production (MWh)		Coût CV (euros/an)	
			min	max	min	max	min	max
A	Norther	450	3 000	3 700	1 350 000	1 665 000	132 516 000	163 436 400
B	C-Power	300	3 000	3 700	900 000	1 110 000	92 016 000	113 486 400
C	Rentel	288	3 000	3 700	864 000	1 065 600	88 776 000	109 490 400
D	Eldepasco	252	3 000	3 700	756 000	932 400	79 056 000	97 502 400
E	Seastar *	245	3 000	3 700	735 000	906 500	77 166 000	95 171 400
F	Belwind	330	3 000	3 700	990 000	1 221 000	100 116 000	123 476 400
G	*attribution en cours*	450	3 000	3 700	1 350 000	1 665 000	132 516 000	163 436 400
TOTAL		**2 315**			**6 945 000**	**8 565 500**	**702 162 000**	**865 999 800**

Tableau 1 : Estimation des coûts min. et max. annuels de rachat des CV en fonction des productions min. et max. de chaque parc éolien

Ainsi sur base des hypothèses définies, le coût lié au rachat des CV pourrait atteindre un montant compris entre 702 et 866 millions € en 2020.

- **Participation aux coûts de raccordement câbles**

Cette surcharge vise à assurer le financement des raccordements de parcs éoliens offshore. Elle est intégrée au tarif de transport et est soumise à la TVA. Il n'a pas été considéré que ce coût puisse faire l'objet d'un amortissement.

Si cette mesure devait être étendue aux sept concessions, son coût total pourrait donc être estimé à **175 millions €** répartis sur 5 années à dater du démarrage de chaque projet.

- **Adaptation des réseaux**

Connu sous le nom de « projet STEVIN », une extension de son réseau 380 kV jusqu'à Zeebrugge est en cours de réalisation par ELIA. Ce renforcement permettra de 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. 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 ;

* Le projet Seastar est actuellement suspendu par le Conseil d'Etat.

- 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.

Dès lors, 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 €. Partant du principe que 3.000 des 5.000 MW disponibles pourraient être réservés à l'éolien offshore, cela représenterait donc 92 millions € dévolus à l'éolien offshore. A ce montant, pourraient cependant s'ajouter des surcouts importants liés à l'imposition éventuelle d'enfouissement sur une partie du tracé ; le placement de câbles 380 kV sur un tronçon de 9 km pourrait faire grimper le montant de la facture d'une centaine de millions € portant donc le montant pris en compte dans la présente estimation à 142,8 millions €[3], qui pourront être amortis sur 50 ans.

Enfin, la loi électricité est en cours de révision en vue d'une adéquation avec le troisième paquet de directives européennes en matière d'énergie. Dans ce cadre, l'extension du périmètre des activités régulées d'ELIA en tant que gestionnaire du réseau à haute tension de l'offshore belge devrait être actée. La mise en œuvre de cette loi et son impact sur les différents paramètres influençant les coûts de l'offshore belge ne sont pas connus à ce jour. Ils dépendront des modalités de sa mise en œuvre et du modèle régulatoire associé.

- **Balancing et services auxiliaires**

Contrairement aux producteurs éoliens on-shore, les producteurs offshore bénéficient une marge de tolérance de 30% entre les nominations et la production réelle. Concrètement, des pénalités pour déséquilibre ne peuvent être infligées que si la production est inférieure à 70% ou supérieure à 130% des prévisions nominées. La proposition tarifaire en cours de discussion avec le régulateur fédéral comporte une révision de cette règle en vigueur. Sa mise en œuvre en l'état pourrait réduire l'impact des mesures spécialement développées pour l'éolien offshore. La proposition tarifaire fait encore l'objet d'une analyse par la CREG et il est très difficile d'en estimer les coûts. De plus, l'écart de production devrait être par définition plus prévisible pour le gestionnaire de réseau. Il découlera du développement des méthodes, outils et processus mis en œuvre par les responsables d'équilibre ayant l'éolien offshore dans leur portefeuille.

[3] ELIA examine également une alternative afin d'éviter le raccordement individuel de chaque parc par des câbles sous-marins dédicacés. ELIA envisage la possibilité de construire deux plateformes à haute tension en mer ; interconnectées entre elles et avec le réseau terrestre de part et d'autre de la Manche, les parcs éoliens pourraient s'y raccorder au fur et à mesure de leur construction. Ce projet présenterait le principal avantage de limiter le nombre de câbles sous-marins reliés au poste STEVIN à construire à proximité de Zeebrugge. L'investissement global n'a pas encore été chiffré précisément mais des montants de 500 à 600 millions € sont évoqués (ces derniers ne sont pas pris en compte dans l'estimation reprise dans le diagramme 2).

En termes de « services auxiliaires », le GRT rappelle qu'il est important de garder en mémoire que l'objectif de la contractualisation des ces services vise à assurer d'une part une réponse rapide afin de maintenir la fréquence au niveau du réseau interconnecté européen et d'autre part d'assurer l'équilibre de la zone de réglage belge de la manière la plus économique possible.

D'après ELIA, les coûts occasionnés par ces deux composantes sont équivalents à ceux engendrés par les productions terrestres ; le surcoût qu'elles entrainent est à priori négligeable au regard des trois autres composantes développées précédemment. Il n'a donc pas fait l'objet d'une estimation plus précise.

2.3. Synthèse de l'évolution au niveau fédéral

	Cotisation fédérale et cotisation sur l'énergie	Coûts spécifiques offshore	TOTAL
2010	7,2917	0,2485	**7,5402**
2011	8,7565	0,9569	**9,7134**
2012	8,8817	1,7034	**10,5851**
2013	9,0094	2,8491	**11,8586**
2014	9,1397	4,5271	**13,6668**
2015	9,2726	4,4073	**13,6800**
2016	9,4082	6,0020	**15,4101**
2017	9,5464	6,5112	**16,0576**
2018	9,6874	8,7589	**18,4463**
2019	9,8313	9,6126	**19,4439**
2020	9,9780	9,6126	**19,5906**

Tableau 2 : Estimation du coût d'origine fédérale en €/MWh à l'horizon 2020

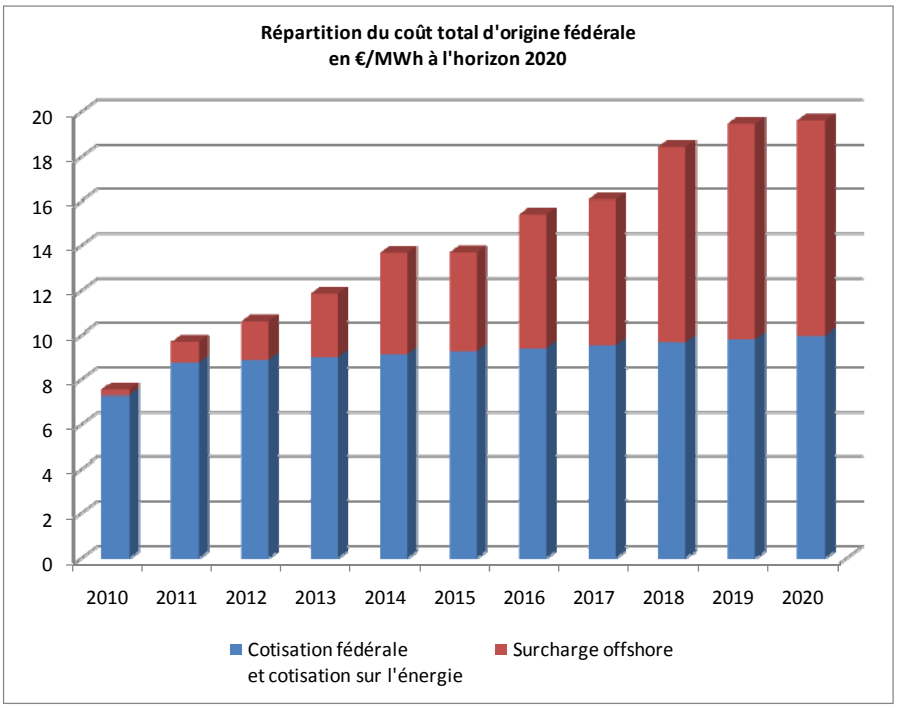


Diagramme 3 : Estimation du coût total d'origine fédérale en €/MWh à l'horizon 2020

2.4. Les surcharges régionales

- **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.

- **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. Elle a connu une indexation de rattrapage en 2010 et une indexation annuelle de 2% a été prévue.

Le diagramme ci-dessous illustre l'évolution estimée des surcharges régionales.

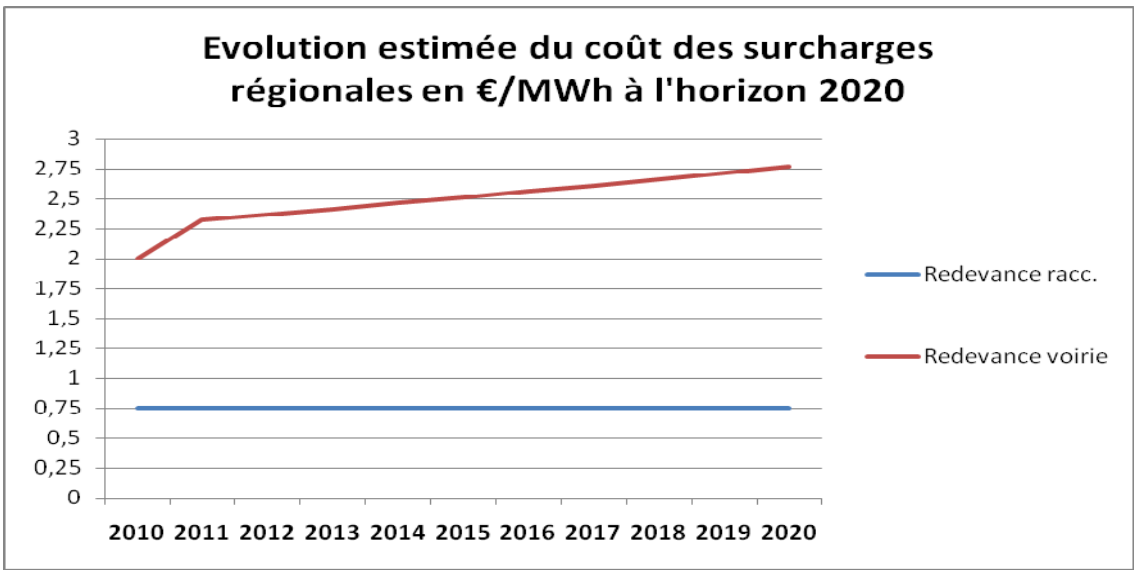


Diagramme 4 : évolution estimée du coût des surcharges régionales en €/MWh à l'horizon 2020

Dès lors, sur base des hypothèses formulées ci-dessus, nous pouvons réaliser une estimation de l'augmentation des surcharges régionales d'ici 2020, qui correspond à l'indexation de la redevance de voirie : elle est estimée à moins de 1 €/MWh entre 2010 et 2020.

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.

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.

- **La mise en conformité des cabines**

  Sans préjudice de l'arrêt que rendra le Conseil d'Etat saisi à propos de l'Arrêté Royal de 2008 relatif aux nouvelles normes de sécurité, 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, soit un amortissement de l'ordre de 17 millions € par an (amortissement sur 30 ans). Sur la base d'une fourniture de 27 TWh d'électricité en Wallonie à l'horizon 2020, cela correspond donc à moins de 1 €/MWh.

- **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 en cours, dont le projet REDI, devraient amener les GRD à 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.

Dans son étude 260 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 s'élever à environ 2 €/MWh fourni sur les réseaux de distribution wallons à l'horizon 2020.

- **Les compteurs intelligents**

Suite aux différents tests déjà effectués, les GRD évaluent le coût à près de 600 € par compteur installé.

Comme il y a actuellement environ 1.700.000 utilisateurs de réseau BT en Wallonie (1.500.000 résidentiels et 200.000 professionnels), le budget serait de l'ordre de 1 milliard € s'il était imposé aux GRD d'équiper tous les clients BT.

Même si la mise en œuvre était étalée sur 10 ans, cela représenterait environ 100 millions € par an (à comparer au budget annuel d'investissement d'environ 200 millions € par an). Et il faut noter que l'amortissement devrait être réalisé sur une période de 10 ans, la durée de vie estimée des compteurs électroniques étant de 15 ans.

L'étude coûts/bénéfices détaillée demandée par les instances européennes vient de débuter pour la Région wallonne et portera ses résultats en juin 2012 ; une seule étude a été effectuée en 2009 et avait établi une augmentation du coût global de la facture d'électricité à hauteur de 50 €/an et compteur résidentiel BT. Ceci correspond pour un client résidentiel moyen à environ 11 €/MWh.

- **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, indemnisations, 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, raccordement standard gratuit, extensions du réseau de gaz, etc.).

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

A titre d'exemple, les coûts 2009 :

- des OSP à caractère social se sont élevés à 2,87 €/MWh basse tension ;
- des OSP relatives à l'entretien communal de l'éclairage public se sont élevés à 1,24 €/MWh basse tension.

La poursuite du suivi analytique des coûts doit permettre d'appréhender les évolutions futures en fonction, notamment, des réflexions en cours actuellement et destinées à l'amélioration de la protection de la clientèle vulnérable, et des adaptations requises par l'optimisation des modèles de marché. Ces évolutions sont étroitement dépendantes de décisions politiques qui seront probablement prises dans les mois à venir.

Il n'est donc pas possible, au stade actuel, d'estimer une quelconque tendance d'évolution des coûts des OSP.

- **Synthèse de l'évolution au niveau régional**

Au total, et hormis les évolutions possibles en matière d'OSP, le coût d'utilisation des réseaux de distribution devrait augmenter (hors inflation) de l'ordre de maximum 2 €/MWh ou 13 €/MWh (en cas de développement accéléré (roll-out) des compteurs intelligents chez les particuliers).

En y ajoutant l'augmentation de la redevance de voirie, cela entraine une augmentation comprise dans la fourchette de 3 à 14 €/MWh, majoré de l'indexation des tarifs de distribution.

2.6. 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).

2.6.1. Le prix de vente de l'électricité proprement dite

Comme il a été mentionné en liminaire, des interrogations majeures résultant de décisions politiques et d'évolutions économiques non encore connues à ce jour, se posent et provoquent une grande incertitude quant à l'évolution du fuel mix mondial, européen et à fortiori belge.

Parmi ces questions, on peut citer :

- la place en Europe et en Belgique de l'énergie nucléaire notamment suite à l'accident de Fukushima ;

- l'évolution de la demande en Europe, dans le monde et notamment les pays émergents ; des points d'interrogation particuliers concernent l'électro – mobilité, la multiplication des pompes à chaleur et des conditionnements d'air qui peuvent engendrer une hausse majeure de la demande ;

- le rythme de la raréfaction des ressources gazières et pétrolières ;

- l'évolution de la production de pétrole non conventionnel ;

- l'évolution du coût de mise en œuvre des modes de production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelable ;

- la mise en œuvre très controversée de la prospection et de l'éventuelle extraction de gaz de schiste susceptible de modifier la balance mondiale des ressources gazières, notamment en annulant la demande d'importation de gaz de l'Amérique du Nord à l'horizon 2030 ;

- l'extension importante du marché du GNL sous l'impulsion notamment de la Russie, du Qatar et de l'Australie en tant que producteurs et du Japon en tant que consommateur ;

- le comportement des 12 derniers mois (sans précédent dans l'histoire du prix des produits pétroliers) du Brent Mer du Nord par rapport au WTI américain (de moins 2 vers plus 25 $/bbl) sans que les « fondamentaux » en fournissent une raison valable : ceci affecte très favorablement l'économie outre-Atlantique par rapport à l'économie européenne ;

- l'essor ou l'échec technologique du CCS (Carbon Capture & Storage) permettant ou non le redéploiement de centrales au charbon compatibles avec les exigences environnementales ;

- l'évolution du prix du CO_2, variable assez passive actuellement mais qui pourrait recouvrer du dynamisme dans un contexte de sortie « worldwide » du nucléaire.

Il apparaît donc que toute formulation d'hypothèses d'évolution « précise » des prix, sauf une plus que vraisemblable hausse de la "commodité" électrique à quelque horizon que ce soit, serait très hasardeuse.

La CWaPE a suivi depuis 2003, les prix de l'électricité day-ahead au quotidien (sur base d'une moyenne roulante de 7 jours afin d'améliorer la lisibilité du graphe) et a observé des valeurs variant de 30 à 70 €/MWh (voir diagramme 5). En appliquant à diverses zones de ce diagramme de simples régressions linéaires, on constate que selon la période considérée, des tendances de hausse du prix très diverses se sont manifestées : 2003 – 2011 (0,6%/an), 2003 – 2005 (2,8%/an), 2006 – 2008 (6,0%/an) et 2009 – 2011(4,7%/an). A défaut d'autre hypothèse vraiment pertinente, on peut en déduire que quatre évolutions ont affecté le marché pendant chacune au moins trois années et même l'entièreté de la période. Il est à noter, compte tenu des taux d'inflation prévisibles, que le scénario 0,6%/an correspond en fait à une baisse du coût de l'énergie en termes réels.

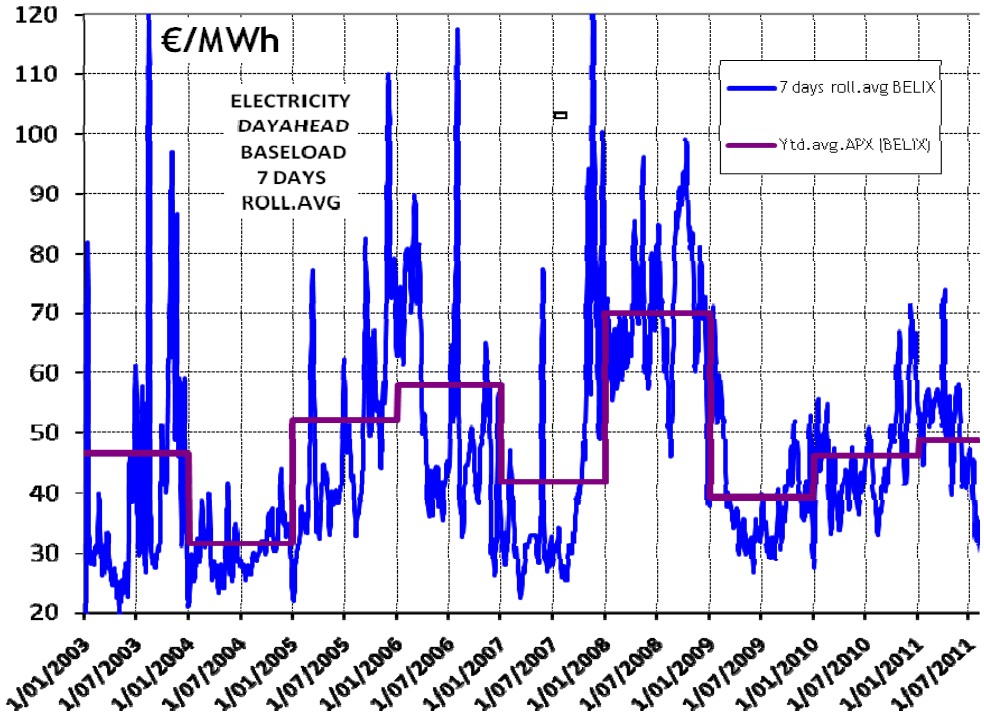


Diagramme 5 : Dayahead pricing, moyenne roulante sur 7 jours

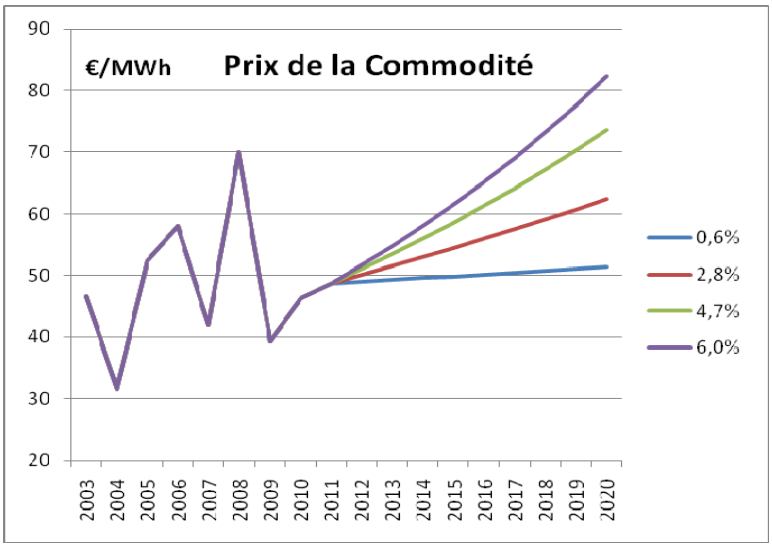


Diagramme 6 : quelques évolutions possibles du prix de la commodité

Sur cette base, l'augmentation du prix de vente de l'électricité proprement dite (« commodity ») pourrait augmenter (hors inflation) entre 5 et près de 40 €/MWh entre 2010 et 2020. Les prévisions établies en € 2005 par le Bureau Fédéral du Plan modèle PRIMES (scénario baseline 2009 pour la Belgique), tablent sur une augmentation de 2,0% du prix de l'électricité produite ce qui, sauf distorsion majeure du marché doit refléter l'évolution du prix à la fourniture. Ce coût se situe dans la fourchette choisie par la CWaPE dans cette approche assez empirique et peut corroborer sa tentative d'estimation. La CWaPE entend néanmoins rappeler le caractère tout à fait imprévisible des augmentations 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.

2.6.2. La contribution verte

Dans son avis CD-11d26-CWaPE-325 du 20 avril 2011, la CWaPE a examiné en détail l'impact du mécanisme de soutien sur la facture des consommateurs. La méthodologie utilisée et les résultats concrets pour différentes catégories de consommateurs sont détaillés dans les pages 9 à 16 de l'avis précité.

Les résultats pour la période comprise entre 2010 et 2020 peuvent être résumés comme suit :

- le surcoût direct global entre l'année 2010 et l'année 2020 s'établit entre 300 et 350 millions €, soit de l'ordre de 11 à 13 €/MWh fourni en moyenne ;

- le surcoût direct pour un consommateur résidentiel (type Dc1 ; 3500 kWh/an) s'élève à 64 €, soit environ 18 €/MWh (TVAC) ;

- le surcoût direct au niveau des grands consommateurs d'électricité en accord de branche s'établit entre 4,3 €/MWh (maintien du régime actuel d'exonération) et 10,5 €/MWh (nouveau régime de réduction élargi à d'autres catégories de clients).

3. Conclusions

3.1. La CWaPE souhaite réitérer ses réserves quant aux 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.

Pour certains éléments, des fourchettes de prix ont été proposées. Il ne s'agit en aucune façon d'une étude de sensibilité, mais cela correspond à des situations qui ont pu être clairement différentiées : choix du « roll out » des compteurs intelligents, type d'exonération encore à décider, évolutions des prix internationaux de l'énergie…

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

- le prix de l'électricité proprement dite ;
- le prix de la contribution verte ;
- le tarif du transport ;
- le tarif de la distribution ;
- les surcharges fédérales ;
- les surcharges 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 (mécanisme d'exonération actuellement en vigueur),

- une entreprise raccordée au réseau de distribution,

- un consommateur résidentiel.

Les entreprises sont supposées avoir conclu un accord de branche. Le mécanisme d'exonération partielle de certificats verts considéré dans cette synthèse est celui actuellement en vigueur, pour les entreprises sur le réseau de transport, et le nouveau régime de réduction projeté a été appliqué aux entreprises sur le réseau de distribution.

Le tarif du transport et de la distribution sont indexés. En se basant sur l'inflation des 10 dernières années (2,1%/an), l'effet global à l'échéance 2020 est estimé à 23%.
Les éléments tarifaires ont été extrapolés à partir de l' « Analyse des prix de l'électricité et du gaz naturel en Wallonie – Clients professionnels – Rapport n° 4 » réalisé par l'ICEDD en décembre 2009 pour le compte de la CWaPE.

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

- consommation supérieure à 20 GWh ;
- estimation du prix global en 2010 : 100 €/MWh ;
- répartition entre les composantes :

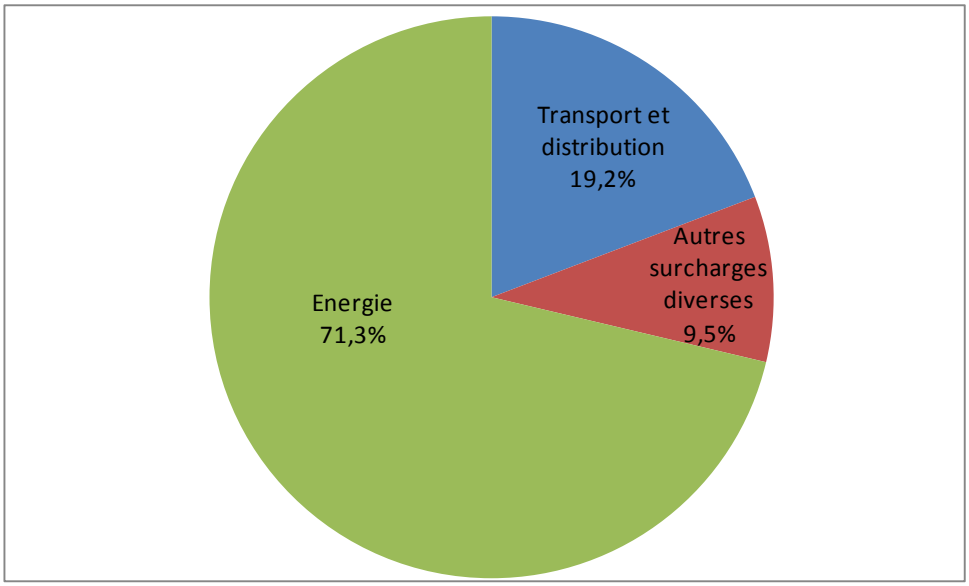


Diagramme 7

Sur cette base, la composante "transport et distribution" représente 19 €/MWh.

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

- consommation 0,5 GWh (classe Eurostat : Ic) ;
- estimation du prix global en 2010 : 150 €/MWh ;
- répartition entre les composantes :

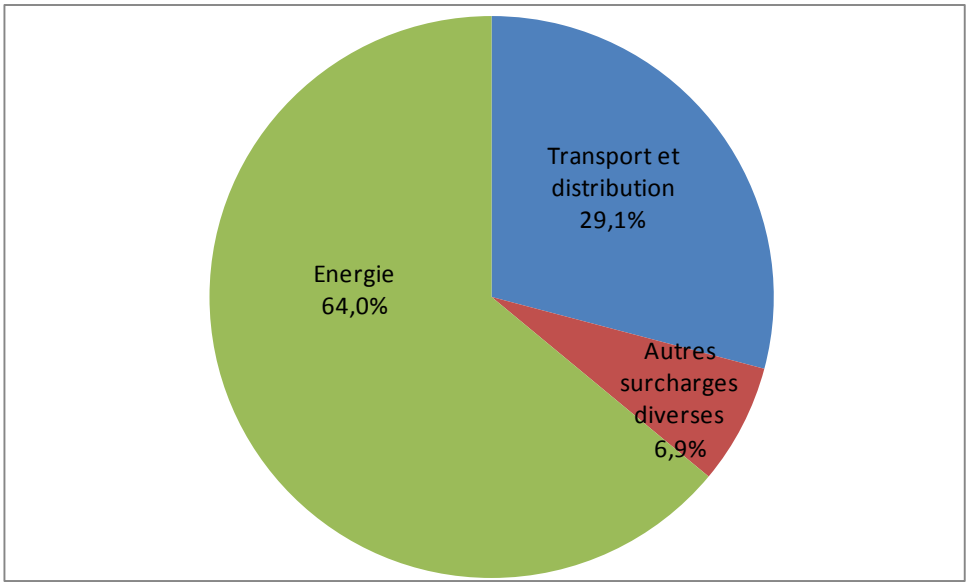


Diagramme 8

Sur cette base, la composante "transport et distribution" représente 44 €/MWh.

Détail des coûts pour le client résidentiel moyen

- consommation 3.500 kWh (client Eurostat : Dc1);
- estimation du prix global en 2010 : 220 € TVAC/MWh ;
- répartition entre les composantes :

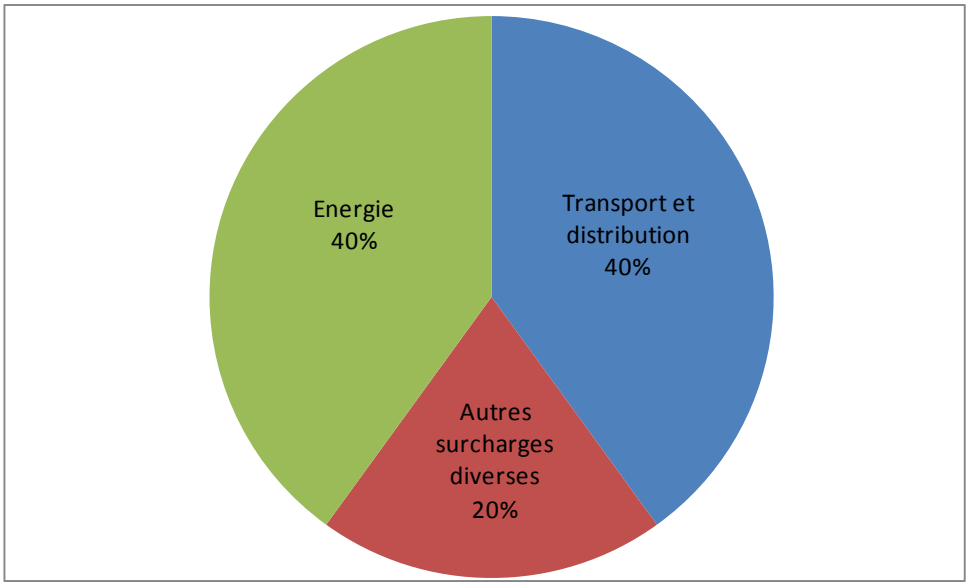


Diagramme 9

Sur cette base, la composante transport et distribution s'élève à 88 € TVAC/MWh.

3.3. Récapitulatif des augmentations de coût de l'électricité à l'horizon 2020

Catégorie de consommation	Client industriel RT (€/MWh)	Client industriel RD (Ic) (€/MWh)	Client résidentiel 3.500 KWh (DC1) (€ TVAC/MWh)
Prix global électricité 2010 (moyenne)	100	150	220
Inflation (23%) sur la composante transport/distr.	4	10	20
Surcoût transport et surcharge fédérale	12	12	15
Surcoût distr. et surcharge régionale	0	3	3 à 14
Surcoût contribution verte	4	10	18
Surcoût électricité primaire	5 à 40	5 à 40	6 à 48
Total évolution 2010-2020	25 à 60	40 à 75	62 à 115
Prix global estimé électricité en 2020	125 à 160	190 à 225	282 à 335

Dans les cas (moyens) identifiés ci-dessus, l'augmentation de prix varie entre 25 et 60% de la facture globale d'électricité entre 2010 et 2020 pour les différentes catégories d'utilisateurs. Ces évolutions tiennent compte d'une indexation moyenne de 2,1%/an. Une forte augmentation du prix de l'électricité « primaire » crée néanmoins un impact plus fort sur les clients ayant une très forte consommation et un prix global actuellement favorable.

Ceci conduit donc à une évolution comprise entre 2,3% par an (0,2%/an hors inflation) et 4,8% par an (2,7%/an hors inflation) pendant 10 ans. Par comparaison, le prix de l'électricité pour un client résidentiel DC1 wallon a évolué, entre 2003 et 2010, de 5,28% par an (inflation réelle incluse) ou de 2,96% (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.

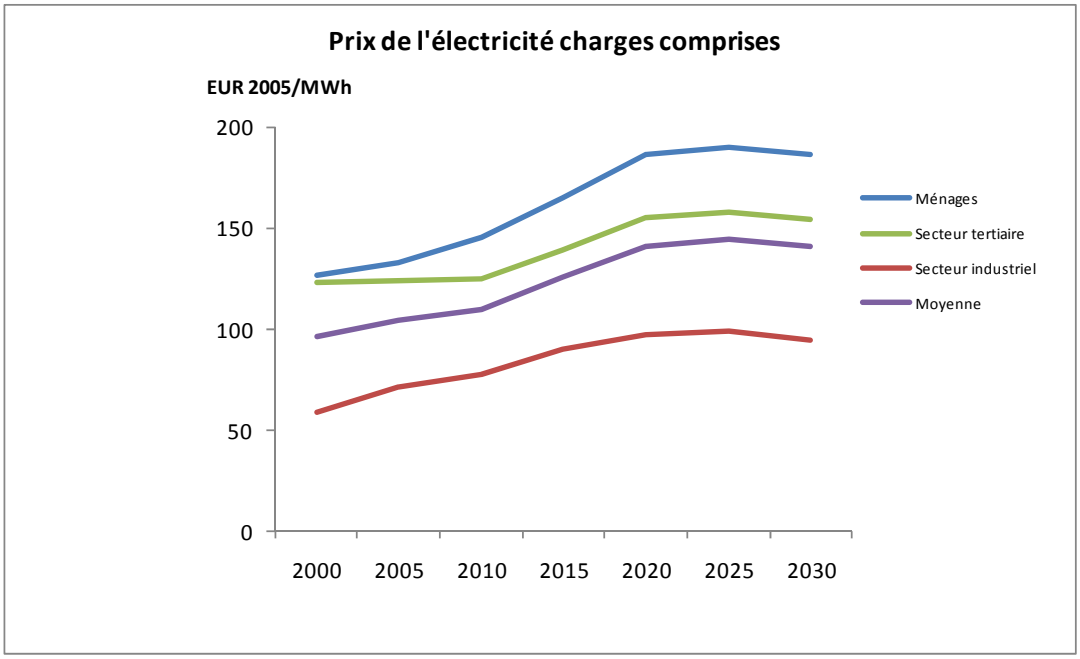


Diagramme 10

On note par ailleurs dans l'étude EU ENERGY TRENDS TO 2030 (à laquelle ont été intégrés les travaux du Bureau du Plan évoqués ci-devant et dont est issu le diagramme 10) que les tendances de 2010 vers 2020 (hors inflation : montants donnés en € 2005) présentent toutes des hausses comprises entre 2,0 et 2,6%/an, soit des valeurs proches mais légèrement inférieures à aux estimations supérieures de la CWaPE.

* *
*