



Final – le 08/10/2007



Le contenu en CO2 du kWh électrique : Avantages comparés du contenu marginal et du contenu par usages sur la base de l'historique.

- NOTE DETAILLEE -

1- Le contexte

Le calcul du contenu en carbone de l'électricité représente en France un enjeu important pour l'évaluation des actions dans le domaine de la lutte contre le changement climatique. Il permet en effet d'éclairer les choix et orientation, par exemple, sur le choix du mode de chauffage, les actions de maîtrise de la demande d'électricité ou le développement des énergies renouvelables.

Si pour bon nombre de pays, la question du contenu en carbone ne soulève pas de difficulté majeure, elle est complexe à démêler dans notre pays compte tenu de la spécificité du secteur électrique français.

En effet, en France, les émissions de CO2 de l'électricité à la production varient fortement selon que l'on considère la moyenne annuelle sur l'ensemble des moyens de production France, les émissions des seuls parcs hydrauliques et nucléaires (sans émissions), ou la production du parc de centrales au charbon (de l'ordre de 900 gCO2/kWh). Ceci conduit de fait, en France, à des variations horo-saisonnnières importantes du contenu en CO2 du kWh livré sur le réseau, tandis que dans les autres pays européens, cette dispersion est plus limitée dans la mesure où la production d'électricité à partir de centrales thermiques à combustibles fossiles représente une partie importante de la production en base.

2- Exposé des méthodes

Deux méthodes d'évaluation du contenu en carbone de l'électricité sont présentées ici. La première, élaborée par l'ADEME et EDF et exposée dans une note de cadrage datant de début 2005, évalue le **contenu moyen par usage sur la base de l'historique**.

La seconde résulte des travaux menés par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel et repose sur le principe du **contenu marginal en CO2 de l'électricité**. Une variante, le **contenu marginal en développement**, est développée dans une vision à moyen terme.

D'autres acteurs ont par ailleurs développé leurs propres méthodologies dans le cadre de leur stratégie commerciale. Il conviendra sans doute de les associer aux discussions développées ici.

i- Contenu par usage sur la base de l'historique

Les grands principes de la méthode sont les suivants :

- Choix d'une méthode qui respecte le critère d'additivité, c'est à dire que, sur une année, la somme des émissions de CO2 de l'ensemble des différents usages est égale (ni plus, ni moins) au total des émissions du parc de production.
- Choix d'une méthode basée sur les données historiques partagées. La période retenue (1998-2003) est volontairement longue afin de gommer les variations dues à des situations particulières, aussi bien en terme de fonctionnement du parc qu'en terme de climatologie.
- Le périmètre retenu est celui de la France continentale hors production autoconsommée : il ne s'agit pas d'évaluer le kWh d'un acteur particulier dans l'objectif d'une démarche commerciale mais bien de définir le contenu d'un kWh consommé sur notre territoire, afin d'aider à la mise en oeuvre de politiques publiques au niveau français.
- Utilisation de données au pas mensuel : d'une part la « variance » du contenu CO2 est en grande partie expliquée par la composante saisonnière (par opposition aux variations horaires au sein d'une semaine) et d'autre part, les études à pas de temps plus fin sont moins robustes et difficilement reproductibles.

L'application sur l'historique 1998-2003 aboutit aux résultats suivants, en grammes de CO2 par kWh électrique consommé :

Usage	Chauffage	Eclairage	Usages 'intermittents'	Usages 'en base'
Contenu moyen	180 g CO2/kWh	100 g CO2/kWh	60 g CO2/kWh	40 g CO2/kWh
Plage de variation	130 - 260	60 - 150	40 - 90	20 - 72

Ces indicateurs sont des moyennes pondérées sur la période d'analyse. Ils se situent dans des plages de variation parfois importantes. Ces variations retracent la variabilité du contenu en CO2 de l'électricité produite, elle-même en rapport avec trois paramètres majeurs : les aléas climatiques, la disponibilité des modes de production (en particulier de l'hydraulique et du nucléaire) et l'équilibre de gestion dans l'appel des différents modes de production. Malgré une analyse approfondie, aucune corrélation simple n'a pu être mise en évidence entre ces facteurs et le nombre de données disponibles est trop faible pour rechercher des corrélations plus élaborées.

Les détails de cette méthode sont consultables sur les sites Internet de l'ADEME¹ et d'EDF².

ii- Contenu marginal en CO2 de l'électricité

La méthodologie exposée ici s'écarte de celle employée par l'ADEME et EDF sur deux points principaux :

- d'abord, en adoptant une approche marginale plutôt que moyenne, c'est-à-dire en identifiant, compte tenu des équipements de production existants et décidés, à partir de quel moyen de production un nouvel usage de l'électricité pourra être satisfait (ou inversement, quelle économie de combustible résultera d'une réduction de la demande), et quelles conséquences cette production supplémentaire aura sur les émissions de gaz à effet de serre ;
- ensuite, en tenant compte du fait que le système électrique français est intégré à celui de ses voisins dans un marché unique européen et que chaque incrément (ou décrétement) de consommation en France sollicite indifféremment des moyens de production sur l'ensemble du système électrique interconnecté au niveau européen, et vice-versa.

- **L'approche marginale** cherche en priorité à évaluer les conséquences de décisions qui peuvent être prises au cours des années à venir. Les enjeux à l'échelle de la France portent sur les usages de l'électricité (orientations en terme de chauffage, renforcement des mesures de maîtrise de la demande d'électricité, évolutions des modes d'éclairage,...) et sur l'offre de production (mise en chantier d'EPR supplémentaires, développement des énergies renouvelables, évolution du parc de cogénération). Leur ampleur, de l'ordre de quelques dizaines de TWh par an, n'est pas de nature à bouleverser de fond en comble le système énergétique français.

- **Détermination du kWh marginal** : La sollicitation des moyens de production pour satisfaire la demande respecte un ordre économique établi en fonction des coûts proportionnels de production de chaque installation. Au plus bas de l'empilement se trouvent les productions dites fatales, parmi lesquelles l'éolien et l'hydraulique au fil de l'eau. Suivent le nucléaire, puis le charbon et les cycles combinés au gaz (CCG), et enfin le fioul et les turbines à combustion (TAC). Ainsi, à chaque instant, un accroissement de la demande se traduira par la sollicitation du moyen de production le moins cher disponible à la hausse. Inversement, une baisse de la demande est compensée par la réduction de la puissance du moyen le plus cher démarré. Selon la terminologie courante, c'est le moyen de production marginal.

- **Prise en compte de la dimension européenne** : La création du marché unique de l'électricité a eu pour effet de mettre en commun tous les parcs de production de tous les producteurs européens pour satisfaire la demande totale européenne au moindre coût. L'affichage des offres sur les bourses de

¹ http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=NoteCO2_Internet_61BEFC3375256157DCFC43C67943DFBD1107536401008.pdf

² http://www.edf.com/fichiers/fckeditor/File/service%20public/methodo_usage_elec.pdf

l'électricité permet de connaître, et donc de solliciter, à chaque instant le moyen de production le moins coûteux encore disponible, qui peut être situé n'importe où sur le réseau interconnecté.

La seule limitation à cette utilisation optimale des moyens de production à l'échelle européenne tient aux possibles congestions du réseau de transport. Si de telles situations se rencontrent fréquemment en Italie, en Grande-Bretagne et en Espagne, elles sont en revanche très sporadiques sur l'ensemble de la « plaque continentale » (France, Allemagne, Suisse, Benelux).

- **Résultats** : Dans la situation actuelle, les périodes durant lesquelles un incrément de consommation est satisfait par une augmentation de la production nucléaire représentent environ 25% du temps, essentiellement en creux de nuit et en week-end : c'est la durée de marginalité nucléaire. Durant ces périodes, une augmentation de la consommation (en France, mais aussi ailleurs sur la plaque continentale) n'entraîne pas d'émissions de CO₂ supplémentaires.

Durant les 75% du temps restant, la compensation est effectuée sur des moyens de production thermiques, charbon (dont les émissions s'élèvent à environ 950 g de CO₂ par kWh), cycles combinés au gaz (de l'ordre de 400 g) ou groupes au fioul ou TAC (800 g), situés en France ou hors de France. Compte tenu de la structure du parc de production européen, on évalue entre 600 et 700 grammes de CO₂ le contenu du kWh produit en période de marginalité non nucléaire.

Sur la base de ces estimations, le contenu marginal en CO₂ par classes d'usages ressort à :

- pour les usages en base : 450 à 550 g
- pour le chauffage électrique : de l'ordre de 500 à 600 g
- pour les usages intermittents et l'éclairage : 600 à 700 g.

iii- Méthode marginale en développement

Si les évaluations énoncées précédemment sont relatives à la situation actuelle du système électrique européens, les grandes tendances connues à moyen terme sur l'offre et sur la demande, permettent d'esquisser une trajectoire, **une vision dynamique du contenu marginal de l'électricité**.

D'une part, on assistera à une diminution progressive du contenu en CO₂ du kWh produit en période de marginalité non nucléaire du fait du remplacement de certaines des centrales au charbon les plus anciennes par des CCG ou des installations au charbon à haut rendement.

D'autre part, la poursuite du développement des énergies renouvelables (en particulier l'éolien) à un rythme plus élevé que la croissance de la demande sera de nature à augmenter la durée de marginalité sans CO₂. L'impact des politiques de maîtrise de la demande d'électricité pourra amplifier ce phénomène.

Ces deux éléments sont de nature à diminuer le contenu marginal en CO₂ de l'électricité, qui pourrait être de l'ordre de 400 g par kWh à l'horizon 2020 pour un usage en base.

Ainsi, entre 2007 et 2020, au fil des évolutions attendues du parc de production européen, le contenu marginal en CO₂ de l'électricité, pour un usage en base, devrait se réduire pour passer d'environ 500 à 400 g de CO₂ par kWh.

3- Caractéristiques et interprétations comparées des méthodes

Loin d'être antagonistes, les indicateurs globaux et marginaux doivent être considérés comme complémentaires, adaptés chacun à des finalités propres.

Le tableau suivant propose une typologie des deux approches selon quatre critères

	Approche moyenne	Approche marginale
Caractéristiques principales	Méthode bottom-up intégrant la variabilité des usages et les données de fonctionnement détaillées. Respecte la contrainte d'additivité, à savoir que la somme des bilans par usage est bien égale à la somme des émissions de tout le secteur électrique français.	Méthode top-down tenant compte de l'équilibre économique du système électrique. Respecte le caractère symétrique entre l'offre et la demande : en terme de CO2, il est équivalent de réduire la demande de 1 MW en bande ou de produire 1 MW sans CO2 (nucléaire ou EnR)
Périmètre	Limité à la France continentale : à ce stade, la méthode prend mal en compte les échanges aux frontières.	Intègre les conséquences de décisions prises en France sur les émissions de CO2 en et hors de France.
Compatibilité transnationale	Au stade actuel, préserve une apparence de spécificité française liée au parc nucléaire (pourrait être atténuée par la prise en compte du concept de marginalité nucléaire)	Place les décisions nationales dans le contexte de l'intégration européenne : l'arrêt d'une tranche nucléaire en France ou en Allemagne ont des conséquences identiques sur les émissions de CO2.
Validité et dynamique	Utilisable à l'échelle nationale Evaluation basée sur un historique. Fluctuations importantes selon les années étudiées.	A replacer dans une perspective européenne. Reflète, dans l'approche marginale en développement, une vision de l'évolution des émissions à moyen et long terme (2020) sur la base de trajectoires de référence. Nécessite d'être revisitée régulièrement pour vérifier la pertinence des estimations. Les résultats sont valables pour des décisions représentant plusieurs dizaines de TWh.
Gouvernance de la méthode	Relativement simple d'utilisation et reproductible, elle a permis de chiffrer des indicateurs simplifiés facilement communicables et compréhensibles. Des mises à jour périodiques ont été prévues (environ tout les 4 ans).	Méthode reproductible à partir de données publiques. RTE peut, à la demande des pouvoirs publics, publier et mettre à jour régulièrement les résultats.
Utilisation	Permet de faire un bilan des émissions à un moment donné, au niveau d'un utilisateur français : DPE, éco-comparateurs. Nécessite d'être complétée pour envisager une utilisation en prospective. Ne prend pas en charge la question des émissions évitées par la production d'électricité d'origine renouvelable.	Permet d'anticiper les évolutions futures du système électrique et de fournir des indicateurs utilisables pour une aide à la décision sur des actions de moyen terme, en veillant à replacer les émissions évitées dans un contexte européen.

4- Illustrations chiffrées de l'incidence de politiques de MDE (y compris au niveau européen)

Evaluations comparées des bénéfices CO2 d'opérations de MDE :

Le tableau suivant illustre plusieurs cas d'utilisation de chacune des méthodes, notamment pour estimer le bénéfice en termes de CO2 de programmes ciblés de maîtrise de l'énergie (chauffage, éclairage, réfrigération). Il met en évidence que les résultats des calculs obtenus par chaque méthode doivent être replacés dans leur contexte propre.

Ainsi un programme sur l'éclairage conduisant à une économie de 5 TWh (soit 17% de la demande) permettrait d'éviter 0,5 Mt de CO2 (soit moins de 2% des émissions du secteur électrique). Replacé au niveau européen, le même programme aurait une empreinte absolue plus importante (3,3 Mt de CO2) mais relativement beaucoup plus limitée : 0.3% des émissions du secteur électrique européen.

En tout état de cause, on ne peut pas mettre en rapport les émissions calculées avec le ratio « Europe » et les émissions du système électrique national. En revanche, il est possible de donner une dimension européenne aux émissions évitées sur la plaque européenne par des économies d'électricité réalisées en France. En effet, une baisse de consommation en France peut induire une moindre sollicitation d'un parc de centrales thermiques au charbon en Allemagne ou en Belgique, réduisant du même coup les émissions annuelles de CO2 de ces centrales et des pays dans lequel elles sont localisées.

(ordres de grandeur)	unités	France		Europe (UE 27)	
Emissions de CO2 du système électrique	Mt	30	Soit 75 gCO2/kWh en moyenne	1000	Soit 370 gCO2/kWh en moyenne
Production d'électricité	TWh	500		3200	
Consommation finale d'électricité	TWh	400		2700	
			Contenu CO2 moyen par usage		Contenu CO2 marginal par usage
dont : <i>Chauffage</i>	TWh	50	180		550
<i>Eclairage</i>	TWh	30	100		650
<i>Réfrigération</i>	TWh	15	40		500
		Méthode moyenne , au niveau national :		Méthode marginale , au niveau européen :	
Economie de 10 TWh dans le chauffage		1.8 MtCO2	Soit 6.0%	5.5 MtCO2	Soit 0.6%
Economie de 5 TWh sur l'éclairage		0.5 MtCO2	Soit 1.7%	3.3 MtCO2	Soit 0.3%
Economie de 2 TWh sur le froid résid.		0.2 MtCO2	Soit 0.7%	1.0 MtCO2	Soit 0.1%

Evaluation de l'impact de la MDE à partir du Bilan Prévisionnel 2007 :

A travers l'exploration de scénarios contrastés pour 2010, mais encore plus pour 2020, les bilans énergétiques du BP2007 montrent l'impact en émissions de CO2 en France et hors de France d'un renforcement des mesures de Maîtrise de la Demande d'électricité.

A l'horizon 2010, 1 TWh économisé dans l'année grâce à des mesures de MDE supplémentaires en France permet de réduire les émissions de CO2 de 0,56 Mt dont 0,300 Mt en France. Le contenu intrinsèque en CO2 de l'électricité non consommée du fait d'actions de MDE menées entre 2007 et 2010 correspond au contenu marginal pour les profils d'usage concernés par les mesures de MDE dans le scénario de demande 'MDE renforcée' du BP2007.

Horizon 2010

	Scénario Probable	Scénario MDE renforcée	Ecart entre les deux scénarios	
Consommation en France	494,4 TWh	484,1 TWh	10 TWh de MDE supplémentaire	
Emissions de CO2 en France	30,7 MtCO2	27,7 MtCO2	3 Mt de CO2	Soit 300 gCO2 évités en France pour 1 kWh de MDE supplémentaire
Exportations	65,5 TWh	69,5 TWh	4 TWh d'export en plus, permettant d'éviter environ 2,6 MtCO2 hors de France.	Soit 260 gCO2 évités hors de France pour 1 kWh de MDE supplémentaire
		Total Europe	5,6 Mt de CO2 évitées pour 10 TWh de MDE	Soit 560 gCO2 évités en Europe pour 1 kWh de MDE supplémentaire en France

Horizon 2020

	Vision Centrale	Variante MDE renforcée	Ecart entre les deux scénarios	
Consommation en France	533,4 TWh	506,2 TWh	27,2 TWh de MDE supplémentaire	
Emissions de CO2 en France	28,2 MtCO2	22,1 MtCO2	6,1 Mt de CO2	Soit 225 gCO2 évités en France pour 1 kWh de MDE supplémentaire
Exportations	69,9 TWh	77,5 TWh	7,6 TWh d'export en plus, permettant d'éviter environ 4,2 MtCO2 hors de France.	Soit 155 gCO2 évités hors de France pour 1 kWh de MDE supplémentaire
		Total Europe	10,3 Mt de CO2 évitées pour 27,2 TWh de MDE	Soit 380 gCO2 évités en Europe pour 1 kWh de MDE supplémentaire en France

A l'horizon 2020, 1 TWh économisé dans l'année grâce à des mesures de MDE supplémentaires en France permet de réduire les émissions de CO2 de 0,38 Mt dont 0,225 Mt en France. Le contenu intrinsèque en CO2 de l'électricité non consommée du fait d'actions de MDE menées dans la perspective de 2020 correspond au contenu marginal en développement pour les profils d'usage concernés par les mesures de MDE dans le scénario de demande 'MDE renforcée' du BP2007.

En 2010 comme en 2020, les émissions de CO2 évitées par la MDE se partagent de manière à peu près égale entre la France et le reste de l'Europe.

Il convient de noter que la répartition entre les émissions évitées en France et hors de France dépend de l'évolution des exportations et donc des hypothèses de compétitivité relative des moyens de production français et étrangers retenues dans le BP2007. Cette répartition comporte donc une variabilité, au grès des cours du charbon, du gaz ou des quotas de CO2, plus importante que la somme des émissions sur l'ensemble Europe.

5- Principales conclusions

Loin d'être antagonistes, le **contenu moyen par usage sur la base de l'historique** et le **contenu marginal en CO2 de l'électricité** doivent être considérés comme complémentaires, adaptés chacun à des finalités propres.

Les principales utilisations actuelles du contenu en CO2 du kilowattheure électriques peuvent être classées en trois catégories :

- i- La réalisation de bilans de situations existantes et figées,
- ii- L'orientation de décisions impliquant des comportements à courte durée de vie,
- iii- L'évaluation prospective de l'impact des politiques publiques et d'actions à moyenne à longue durée de vie.

La première catégorie d'utilisations relève de la « photographie » d'un état existant sans intégrer la dynamique d'évolution de cet état. Dans ce cas, la méthode des moyennes historiques pourrait s'appliquer aisément.

Par contre, les deux autres catégories visent à évaluer l'impact futur d'une décision prise aujourd'hui. Elles nécessitent une vision prospective de l'évolution du système électrique dans son équilibre offre-demande. Elle s'appuient, sur le moyen-long terme, sur des scénarios, d'une part, d'évolution du mix de production électrique, d'autre part, de pénétration du marché par de nouveaux équipements qui viennent en incrément sur le stock existant.

Dans les faits, le choix des méthodes renvoie aux objectifs recherchés

Concernant le DPE, le choix de la méthode reste ouvert. S'il est vrai que ce bilan appliqué à un logement existant peut être assimilé à une situation figée, la méthode moyenne pouvant alors convenir, le DPE est également un outil d'orientation des choix puisqu'il contient un certain nombre de recommandations pour l'amélioration de la performance énergétique du bâtiment diagnostiqué. L'objectif de cet instrument est clairement de promouvoir une amélioration énergétique et donc un changement de classe(s) énergétique(s) lorsque se pose la question du renouvellement d'une chaudière ou d'une rénovation. Dans ce cas, la méthode marginale est la plus adaptée.

Se pose alors la question de savoir quelle est l'orientation principale à retenir pour le DPE.