

Analyse de la note de cadrage sur la révision de la méthode de calcul des facteurs d'émissions et du facteur de conversion en énergie primaire de l'électricité

Le coefficient d'énergie primaire (PEF), permet de convertir de l'énergie électrique, qui est une énergie finale (c'est à dire celle livrée aux bornes de l'utilisateur), en énergie primaire (celle que l'on trouve dans la nature). Ce coefficient est le rapport de toute l'énergie primaire annuelle requise pour produire de l'électricité à l'énergie électrique livrée aux bornes de l'ensemble des utilisateurs. Il dépend donc fortement du rendement des moyens de production de l'électricité. Plus ce rendement est faible, plus il faut d'énergie primaire pour produire 1 kWh d'électricité, et donc plus le coefficient d'énergie primaire est élevé. Il s'agit donc en principe d'une détermination basée sur de la physique et non sur des choix arbitraires.

Ce coefficient est donc amené à varier lorsque la structure du parc de production d'électricité évolue. Mais, depuis près de 50 ans, il vaut en France 2,58 alors que le parc de production a connu une importante transformation à partir de la fin des années 70. La valeur 2,58 provenait du calcul physique sur le parc de centrales qui étaient alors majoritairement alimentées au fioul et fonctionnaient avec un rendement de 38 à 40 %. Mais, la disparition de ces centrales au profit de centrales nucléaires aurait dû conduire à une réévaluation de ce coefficient primaire puisque que le rendement effectif des centrales nucléaires n'est que de 31 %. Depuis 25 ans, la « vraie » la valeur de ce coefficient se situe entre 3,0 et 3,3. Il y a 15 ans, les ministères utilisaient pour leurs échanges internes la valeur de 3,23. Mais curieusement, tous les calculs réglementaires, notamment dans le bâtiment, ce sont immuablement effectués avec le coefficient 2,58 conférant ainsi à l'électricité un avantage certain qui conduisait à biaiser les lois de la physique.

Il faut donc accueillir avec bienveillance la récente note de cadrage que vient de publier la DGEC puisqu'elle indique elle-même que « l'actualisation du facteur de conversion en énergie primaire a pour but de refléter au mieux l'évolution du mix électrique ». On ne peut donc que se réjouir de cette volonté nouvelle qui met fin à un demi-siècle d'obscurantisme. L'objet de la présente analyse est précisément de contrôler que les termes de cette révision sont bien conformes aux lois de la physique.

Le même document propose également de réviser la valeur du facteur d'émission de CO₂, également appelé « contenu en CO₂ du kWh électrique », en le faisant passer de 210 gCO₂/kWh à 80 soit une réduction de 62 % !

→ Actualisation du facteur de conversion en énergie primaire (PEF)

La DGEC s'appuie sur le programme pluriannuel de l'énergie (PPE) dont elle est auteur et dans lequel elle a prévu l'actualisation des facteurs de conversion en énergie primaire de l'électricité utilisée dans la réglementation des bâtiments neufs afin de « prendre en compte le mix électrique projeté en 2035 dans la PPE ». Elle propose pour cela d'utiliser la méthode de calcul retenue par l'Union Européenne

dans la Directive 2018/844 UE portant modification de la directive de 2012 relative à l'efficacité énergétique. L'objectif est « de refléter au mieux l'évolution du mix électrique ». On ne peut qu'adhérer à cet objectif.

D'emblée il est rappelé que dans son annexe 1, cette Directive **rend désormais obligatoire la comptabilité en énergie primaire dans le bâtiment**. Cet élément récent (30/05/2018) clarifie une situation longtemps confuse en France où certains acteurs réclamaient le retour à une expression des bilans en énergie finale au motif que le client ne savait pas ce qu'était l'énergie primaire.

Mais cette Directive précise par ailleurs que « *Les facteurs d'énergie primaire ou les facteurs de pondération sont définis par les États membres. Lors de l'application de ces facteurs pour le calcul de la performance énergétique, les États membres veillent à ce que la performance énergétique optimale de l'enveloppe du bâtiment soit recherchée* ».

En complément, la Directive 2018/2002 du 11/12/18 modifiant la Directive 2012/27 UE relative à l'Efficacité Énergétique précise encore (note (3) en bas de l'Annexe 4) que « *Pour les économies d'électricité en kWh, les États membres appliquent un coefficient défini grâce à une méthode transparente en s'appuyant sur les circonstances nationales qui influent sur la consommation d'énergie primaire, afin de calculer précisément les économies réelles. Ces circonstances sont justifiées, vérifiables et fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires* ». Elle indique aussi que « *les États membres tiennent compte de leurs bouquets énergétiques figurant dans leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat qui doivent être notifiés à la Commission conformément au règlement (UE) 2018/1999* » lequel indique dans son art.3 que cette notification doit être effectuée au plus tard le 31/12/2019. *Au plus tard le 25 décembre 2022 et tous les quatre ans par la suite* ».

Les règles du jeu sont donc bien définies. Sont-elles respectées par la DGEC ?

D'emblée la DGEC propose de calculer le PEF sur le mix « prospectif » 2035 au motif que les bâtiments que l'on va construire maintenant seront toujours en fonctionnement en 2035. Mais alors pourquoi ne pas prendre 2050 ou même 2080 ? Où est la limite et qu'est-ce qui justifie cette approche? Cette disposition est en contradiction avec les exigences des différentes Directives rappelées précédemment :

- La méthode doit être transparente pour pouvoir calculer les économies réelles, ce qui est impossible avec une projection à long terme. En effet, personne ne sait ce que sera la structure du parc de production en 2035 : chacun a pu constater les difficultés qu'il y a en France à fermer des centrales thermiques d'une part et à développer significativement les énergies renouvelables d'autre part. On peut donc douter fortement d'un mix dans lequel le nucléaire ne représenterait plus que 50% de la consommation nationale d'électricité.

- Les éléments utilisés dans la méthode doivent être justifiés, ou tout au moins justifiables. Selon le Cours de l'École des Mines de Paris le rendement réelle d'une centrale nucléaire n'est pas de 33 mais de 31%, le rendement des centrales à énergie fossile ne peut pas être en moyenne de 60 % (même le gaz n'y arrive pas), tout au plus est-il de 45 ou 48%. Il serait préférable d'utiliser des valeurs reconnues par tous.

- Les Directives indiquent aussi que tous les éléments du calcul doivent être vérifiables. Mais comment vérifier ce qui ne s'est pas encore réalisé ?

- Il est prévu une réactualisation des données tous les quatre ans et un point de départ construit sur la situation réelle actuelle qui doit d'ailleurs être issue de la notification du plan national intégré en matière d'énergie et de climat qui doit avoir lieu au plus tard le 31/12/2019.

- Cette approche introduit également un caractère discriminatoire évident, contraire aux exigences des Directives, puisque des hypothèses sont faites sur l'évolution de certains modes de production, mais pas de tous.

En conclusion, la proposition de la DGEC est en contradiction absolue avec les termes des Directives Européennes. Elle doit être revue en profondeur.

→ Conséquences d'une sous estimation du facteur de conversion en énergie primaire (PEF)

Cette approche reviendrait à sous évaluer le PEF, et donc à influencer fortement le choix des solutions de chauffage les moins performantes.

- En biaisant les lois de la physique, on procure un avantage illégitime aux solutions électriques par rapport aux solutions concurrentes, ce qui n'ira pas dans le sens d'un apaisement des tensions perturbant ce secteur à forte concurrence souffrant depuis 40 ans des ingérences peu justifiées de l'Etat sur ce terrain.

- Cela favorise des solutions peu performantes comme l'effet Joule, moins coûteuses certes, ce qui aurait pour effet d'augmenter de façon irréversible les consommations, les émissions et les puissances de pointe (trois ou quatre fois plus élevées qu'avec les pompes à chaleur) contribuant ainsi à « tuer » le gisement d'économie, obligeant *de facto* à maintenir en fonctionnement une partie du parc de centrales thermiques qu'il était prévu de fermer, ce qui modifierait la structure envisagée pour le mix en 2035 ! Il semble d'ailleurs que ceci soit contraire au considérant (19) de la Directive 2018-844 UE qui précise qu' « *en ce qui concerne les bâtiments neufs et les bâtiments faisant l'objet d'une rénovation importante, les États membres devraient encourager l'installation de systèmes de substitution à haute efficacité, dans la mesure où cela est techniquement, fonctionnellement et économiquement réalisable, tout en prenant également en compte la question des conditions d'un climat intérieur sain, [...]* ».

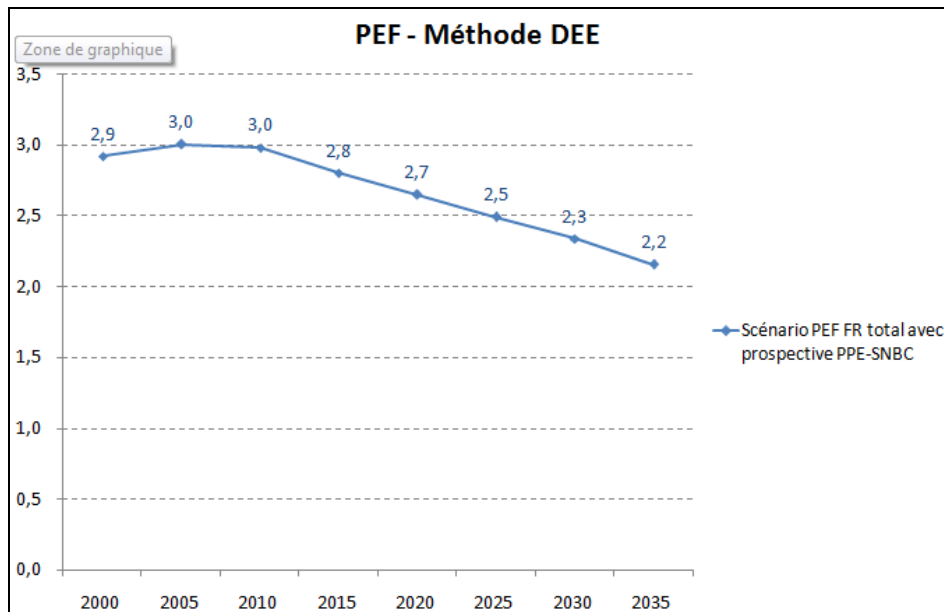
- Même du point de vue des solutions électriques, cela limite les alternatives plus performantes comme les pompes à chaleur (bien conçues), mais plus chères, présentant d'excellents bilans de consommation, d'émission de GES et d'appels de puissance. On mesure déjà des COP annuels supérieurs à 6. Elles contribueraient très efficacement à atteindre les objectifs climat et énergie fixés par la LTECV et auraient l'avantage de pouvoir rafraîchir en été, ce que risque parfois d'imposer le changement climatique.

Dans l'approche bâtiment du scénario négaWatt, l'avenir est aux systèmes électriques, mais aux systèmes électriques performants, principalement ceux qui offrent une réversibilité permettant notamment un peu de rafraîchissement en été (le scénario envisage que 48 % des logements soient chauffés par pompe à chaleur en 2050). Il faut donc pousser l'électricité vers les sommets qu'elle mérite, plutôt que la laisser dans une situation peu stimulante, dangereuse pour l'avenir et très peu efficace en énergie et en émissions. Elle n'a de surcroît pas besoin « d'aide » pour cela tant ses atouts sont multiples...

→ Quelle valeur adoptée dans la RE 2020 pour le PEF ?

La valeur à adopter doit être effectivement représentative de la structure actuelle (2018) de production d'électricité en France. Les calculs faits par les uns et par les autres divergent, mais un calcul conduit de façon objective et impartiale conduirait à une valeur d'environ 3,0 sans même tenir compte de l'énergie investie dans la construction des centrales (qui conduirait plutôt à 3,6...). Curieusement, le tableau d'équivalence accompagnant le label E+C-, qui s'appuie pour l'instant encore sur le coefficient 2,58, précise que pour un kWh d'électricité, l'utilisation de l'énergie primaire non renouvelable (donc les pertes thermiques des centrales) est valorisée à hauteur de... $13/3,6 = 3,61$ kWh. Même dans les tableaux des documents officiels on finit par retrouver les valeurs effectives de ce PEF...

Mais pour trouver un consensus, il faut accepter de se reporter à la courbe fournie par la note de cadrage :



On constate que pour l'année 2018 ce coefficient vaut 2,74.

C'est cette valeur de 2,74 qu'il faut retenir, même si elle minore la réalité. C'est une question d'honnêteté intellectuelle, et au moins elle fera consensus même si elle est sous estimée.

→ Actualisation du facteur d'émissions

Dans une seconde partie de la note de cadrage, la DGEC propose de revoir la méthode d'évaluation du facteur d'émissions qui vaut aujourd'hui 210 gCO₂/kWh dans les documents du label E+C-, résultat obtenu par l'utilisation de la « méthode saisonnalisée par usage » adoptée de manière très consensuelle en 2016. La DGEC rapproche cette valeur des 59 gCO₂/kWh moyen annuel du kWh électrique et laisse entendre que la méthode d'évaluation n'est pas correcte. Elle propose donc une « méthode mensualisée par usages ».

La méthode actuelle tient compte du caractère plus ou moins saisonnier de chaque usage (le chauffage est 100% saisonnier, la cuisson est 70% en base et 30 % saisonnier) et décompose la consommation en une part (importante) en base, et une part saisonnière. La valeur des contenus carbone est ensuite calculée au prorata des pourcentages de base et saisonnalisé qui le caractérise. Cette méthode, qui n'est pas parfaite, tient en partie compte de la structure du mix de production, ce que ne fait pas la méthode proposée par la DGEC.

La méthode « mensualisée par usages » proposée par la DGEC présente des lacunes importantes qui la rendent inacceptable :

- elle veut évaluer le contenu CO₂ de constructions nouvelles (puisque les valeurs proposées sont destinées à la RE 2020, au label E+C-). Or ces constructions, dont les consommations seront très faibles, regrouperont leurs appels de puissance et de consommation sur quelques semaines en hiver, au moment le plus critique pour la production. Seule une valeur marginale pourrait alors être représentative de leur impact sur les émissions et pas une valeur grossièrement moyenne sans grande signification physique. La proposition faite en est donc choquante par l'inadéquation de la réponse proposée à la question posée. Le choix de la méthode saisonnalisée par usage, qui a déjà fait

consensus, serait un moindre mal à défaut d'adopter une méthode marginale (plus complexe à élaborer).

- En l'état, malgré ce qui précède et qui l'élimine d'office, elle est totalement opaque. Juger de son bien fondé supposerait de connaître les hypothèses de la simulation (année de référence ou année reconstituée, couplage ou non avec la température extérieure, etc.).

- On ne peut qualifier le chauffage électrique avec une valeur unique. Si les installations nouvelles ont un impact essentiellement dans les périodes les plus tendues de l'hiver, il n'en est pas de même des chauffages électriques de mauvaise qualité (un million de logements de classes F & G chauffés à l'électricité) qui pourraient faire l'objet de rénovation. Mais le coefficient d'émissions à utiliser ne pourra pas être celui de la construction neuve. En d'autres termes, l'idée de définir pour la RE 2020, le Label E+C- une valeur du coefficient d'émission puis de la généraliser au DPE et aux bâtiments existants n'est pas envisageable.

Curieusement, alors que pour le PEF la DGEC n'a pas hésité à s'appuyer sur les résultats de l'année 2035 pour faire sa proposition (ce qui supposait de faire de très nombreuses hypothèses à haut risque), elle ne souhaite pas le faire pour la détermination des coefficients d'émission qui « seront évalués par rapport à des données historiques » puisqu' « il semble difficile de projeter les facteurs d'émission de l'électricité à l'horizon 2035 car de nombreuses hypothèses doivent être effectuées notamment sur le climat futur qui influence les différents usages ou sur les productions mensualisées des différents modes de production d'électricité ». Et pas pour le PEF ?

Conclusion : la tentative de modifier la valeur du coefficient d'émission n'est acceptable ni sur le fond ni sur la forme. La négociation reste la seule manière de définir des méthodes et des valeurs consensuelles. Encore faudrait-il que les propositions faites ne donnent pas le sentiment d'une grande impréparation offrant des réponses totalement inadaptées aux problèmes et questions qui se posent.