

AVIS

Avis de la DG Energie du SPF Economie sur la proposition de la CREG (C)2425 d'une norme de fiabilité pour le territoire belge

30 juin 2022

Table des matières

INTRODUCTION	3
1. Importance de la norme de fiabilité	3
2. Analyse de la proposition de la CREG	4
2.1. Impacts d'un assouplissement de la norme de fiabilité	4
2.2. Facteur dC/dQ	4
2.3. Non estimation du potentiel de capacité supplémentaire	5
2.4. Analyse de l'argumentation relative au rejet de la technologie DSR et au choix de la technologie OCGT	6
2.5. Arrondi de la norme de fiabilité.....	8
3. Conclusion	8

INTRODUCTION

Le présent avis est rédigé conformément à l'article 7undecies §7 alinéa 2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la Loi électricité) qui prévoit la disposition suivante : « *sur proposition de la commission, basée sur la méthode visée à l'article 23(6) du Règlement (UE) n° 2019/943, le Roi détermine, après avis de la Direction générale de l'Energie et du gestionnaire du réseau, la norme de fiabilité.* »

Le 24 juin 2022, la CREG a transmis à la Ministre sa proposition (C)2425 d'une norme de fiabilité pour le territoire belge. Le cabinet a transmis, pour avis, la proposition de la CREG à la DG Energie du SPF Economie le jour même.

Dans sa proposition, la CREG propose une norme de fiabilité de 5h15 min. Ce résultat tient compte des estimations du coût de l'énergie non distribuée (VoLL)¹ et du coût d'un nouvel entrant (CONE)² de la technologie OCGT calculées par la DG Energie du SPF Economie³. La valeur de la norme de fiabilité est obtenue par l'application de la formule suivante :

$$LOLE = \frac{CONE_{fixed}}{VoLL - CONE_{var}}$$

Le présent avis fournit une analyse de la proposition de la CREG et présente des arguments qui justifient de s'écarter de la proposition du régulateur (LOLE de 5h15).

1. Importance de la norme de fiabilité

La norme de fiabilité pour le territoire belge indique de manière transparente quel est le niveau requis de sécurité d'approvisionnement en Belgique.

L'un des principaux enjeux en matière de sécurité d'approvisionnement consiste à assurer un dimensionnement suffisant de l'offre pour couvrir la demande électrique à tout instant. Cependant, le « risque zéro » en matière de sécurité d'approvisionnement en électricité n'existe pas. Par ailleurs, s'en approcher au maximum impliquerait de développer une capacité de production et de flexibilité infinie afin de se couvrir contre tous les aléas possibles, ce qui se traduirait par une hausse considérable et non souhaitable des prix pour le consommateur. Dans ce contexte, définir précisément le niveau de sécurité d'approvisionnement de la Belgique revient alors à déterminer le niveau de risque contre lequel le système électrique doit se couvrir en mettant notamment en regard les bénéfices (éviter au maximum les coupures d'électricité) et les coûts (maintenir ou développer des capacités de production, de stockage ou de flexibilité).

La réglementation européenne impose un cadre contraignant pour le calcul de la norme de fiabilité. La logique sous-jacente au calcul du LOLE prévu par les méthodologies ACER revient à fixer le critère à un niveau d'équilibre entre les coûts associés au maintien de la sécurité d'approvisionnement (i.e. le CONE) et la valeur créée pour la collectivité (i.e. la valeur des coupures évitées définie par la VoLL). Le résultat de cette équation est un point d'équilibre théorique et économique. Or, d'autres considérations plus difficilement quantifiables mais avec effet observable sur notre économie (l'impact de l'application du plan de délestage sur les investissements étrangers, l'atteinte à la réputation,...) peuvent également intervenir dans la définition du critère de sécurité d'approvisionnement.

Au regard de la dépendance du fonctionnement de notre société et de notre économie à l'électricité, fixer une norme de fiabilité est une décision ayant un impact non négligeable, qui dépasse les simples considérations économiques prévues par les méthodologies ACER. A cet

¹ Voir note du 10 juin 2022 : « *Estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour le territoire belge (VoLL)* »

² Voir note du 10 juin 2022 : « *Détermination du coût d'un nouvel entrant (CONE)* »

³ Pour la VoLL, la Direction générale de l'Energie est désignée comme l'autorité compétente, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et la commission.

égard, et comme le rappelle le considérant (46)⁴ du règlement européen sur le marché intérieur de l'électricité, il est important que les États membres restent libres de fixer comme ils le souhaitent leur propre niveau de sécurité d'approvisionnement. Le présent avis de la DG Energie du SPF Economie s'inscrit dans cette logique de liberté octroyée et présente en conséquence différents arguments qui invitent à s'écarter de la proposition du régulateur.

2. Analyse de la proposition de la CREG

2.1. Impacts d'un assouplissement de la norme de fiabilité

Jusqu'à présent la norme de fiabilité a toujours été de 3h en Belgique :

- avant l'entrée en vigueur des méthodologies européennes, la Belgique avait un double critère avec un LOLE inférieur à 3 heures et un LOLE95 inférieur à 20 heures ;
- après la publication des méthodologies européennes, une nouvelle norme a été établie conformément à ces nouvelles règles et suivant la procédure prévue à l'article 7undecies, §7 de la loi électricité et avait pour valeur un LOLE de 3h.

Dans sa proposition (C)2425, la CREG propose d'assouplir la norme de fiabilité à 5h15.

La DG Energie du SPF Economie attire l'attention sur les risques liés à l'assouplissement de la norme de fiabilité. Ces risques ont déjà été présentés dans l'avis d'Elia du 2 juin 2021 sur la proposition (C)2243 de la CREG et sont toujours valables aujourd'hui. En particulier :

- un éventuel assouplissement de la norme de fiabilité belge **augmente la probabilité d'avoir recours au plan de délestage**, or le plan de délestage est une mesure de crise dont les conséquences économiques et sociales sont considérables, non seulement en cas d'activation mais même en cas de manifestation du risque d'activation (mesures préalables de réduction de la demande, mobilisation des organes de gestion de crise, ...);
- un éventuel assouplissement de la norme de fiabilité **augmente la dépendance de la Belgique à l'égard des importations et des décisions politiques et économiques prises à l'étranger**. Augmenter sa dépendance aux importations revient à compter sur les excédents des autres pays. Or, on observe que ces excédents ont tendance à diminuer (de plus en plus de pays mettent en place des CRM pour garantir leur sécurité d'approvisionnement car la rentabilité des nouveaux investissements nécessaires n'est pas suffisamment garantie). La Belgique se rendrait alors encore plus dépendante qu'aujourd'hui de la capacité étrangère ;
- dans le contexte actuel de la crise du gaz liée à la guerre en Ukraine, un assouplissement de la norme de fiabilité belge **pourrait mettre sous pression les processus actuels de solidarité avec la Belgique en cas de pénurie en électricité**. En effet, en fixant une norme de fiabilité moins stricte et en augmentant de facto consciemment le risque de pénurie, d'autres États Membres pourraient vouloir remettre en cause les mécanismes de solidarité actuels. Le fonctionnement du couplage des marchés implique que les pénuries d'énergie sont réparties de manière solidaire (et donc au prorata) entre les pays qui connaissent des pénuries simultanées. Si un pays opte délibérément pour une norme de fiabilité moins stricte, on peut se demander s'il n'est pas plus juste que ce pays reçoive une part proportionnellement plus faible des importations censées réduire le déficit.
- une modification de la norme de fiabilité en Belgique **perturbe l'équilibre international actuel**, dont tout changement doit de préférence être discuté à l'échelle régionale ou européenne.

2.2. Facteur dC/dQ

Dans sa note du 7 mai 2021 sur la détermination du coût d'un nouvel entrant, la DG Energie du SPF Economie a au chapitre 4 rappelé les fondements théoriques et les hypothèses de la formule

⁴ Les États membres qui envisagent d'introduire des mécanismes de capacité devraient établir des objectifs d'adéquation des ressources sur la base d'un processus transparent et vérifiable. Les États membres devraient être libres de fixer comme ils le souhaitent leur propre niveau de sécurité d'approvisionnement

simplifiée de la norme de fiabilité. Il y est rappelé que lorsque que la technologie OCGT est retenue pour le calcul de la norme de fiabilité, le terme dC/dQ ⁵ doit être ajouté au $CONE_{fix}$.

$$LOLE = \frac{CONE_{fix} + \frac{dC}{dQ}}{VOLL - CONE_{var}}$$

Dans sa proposition (C)2425, la CREG n'a pas calculé le terme dC/dQ associé à la technologie OCGT, ce qui mène à une potentielle surestimation du LOLE.

2.3. Non estimation du potentiel de capacité supplémentaire

Dans sa proposition du 24 juin 2022, la CREG constate que la DG Energie du SPF Economie n'a pas fourni dans sa note sur le CONE, le potentiel de capacité supplémentaire pour chaque technologie de référence tel que le prévoit l'article 10 §6 des méthodologies ACER.

L'article 10 §6 des méthodologies ACER prévoit pour rappel, que l'entité qui calcule le CONE doit calculer le potentiel de capacité supplémentaire pour chaque technologie de référence ; ce qui revient à estimer la capacité supplémentaire qui pourrait raisonnablement être ajoutée par des investisseurs rationnels dans la zone géographique considérée pour la période considérée. Calculer le potentiel de capacité supplémentaire pour chaque technologie de référence revient à s'assurer que la technologie de référence ne présente pas de contrainte en termes de potentiel qui lui empêcherait d'atteindre l'équilibre optimal. Ceci constitue une étape additionnelle pour sélectionner la technologie à utiliser comme référence dans le cadre du calcul de la norme de fiabilité.

Dans sa note du 7 mai 2021, la DG Energie du SPF Economie a démontré que la formule de la norme de fiabilité présentée dans les méthodologies ACER est conditionnée à plusieurs hypothèses, notamment que proche de l'équilibre, le coût marginal de la capacité est principalement déterminé par le coût fixe de l'unité. Dans le respect de cette hypothèse, la méthodologie décrite par ACER pour déterminer le potentiel de capacité supplémentaire par technologie de référence consiste à imposer des limites de potentiel à chaque technologie et de les classer par ordre de $LOLE_{RT}$ ⁶ (càd, par ordre de technologies qui ont les coûts fixes les plus bas).

Dans le contexte belge, il a été démontré que le déficit identifié n'était pas marginal. En effet, la Belgique aura besoin d'un volume important de nouvelles capacités dans un avenir proche.

Au regard de ce déficit non marginal, il apparaît que le critère stricte de sélection d'une technologie de référence uniquement basé sur ses coûts fixes est questionnable. En effet, il est raisonnable d'admettre que la solution à apporter à ce déficit passera par un mix énergétique et non pas par une seule technologie de référence. Ceci s'explique par le fait que pour combler un écart non marginal, il y a un arbitrage à faire entre les coûts fixes et variables:

- pour un grand nombre d'heures de fonctionnement (écart non marginal) : le coût fixe élevé d'une technologie est compensé par la fourniture d'une énergie "moins chère" (coûts variables plus faibles) pendant de nombreuses heures de fonctionnement. Il apparaît donc que des technologies à coûts fixes plus élevés pour combler une part du déficit sont plus efficaces et fournissent des avantages en termes de coût de l'électricité à d'autres moments que les moments de pénurie;

⁵ Ce terme reflète l'impact du volume supplémentaire de capacité sur le coût de l'électricité, autre que les coût d'investissement fixes et variables reflétés par le CONE. Ce terme peut être positif ou négatif. Lorsqu'il est négatif, cela signifie que le volume de capacité ajouté permet de réduire les coûts de l'électricité fournie dans le système, même en dehors des heures de pénurie. Ceci se vérifie par exemple lorsque la capacité ajoutée opère, avec des coûts variables faibles, sur le marché à d'autres moments que les moments de pointe ou sur les marchés des services auxiliaires. C'est le cas de certaines technologies telles que l'OCGT, la CCGT et les batteries. Ces réductions de coûts peuvent être non négligeables.

⁶ C'est le principe du *merit-order*

- pour un faible nombre d'heures de fonctionnement (écart marginal) : l'avantage d'une énergie "moins chère" pendant un nombre limité d'heures de fonctionnement ne compense pas les coûts fixes plus élevés. Dès lors, des technologies à coût fixe plus faible mais à coûts variables élevés pour combler une part du déficit sont plus efficaces, principalement proche de l'optimum.

Pouvoir déterminer ce mix énergétique optimal et en déduire les potentiels de capacité supplémentaires par technologie impliquerait une modélisation du système qui tient compte des coûts marginaux du système et de la norme de fiabilité qui elle-même devrait être définie sur base de cette modélisation.

Dans sa note, la DG Energie du SPF Economie a défendu une solution plus pragmatique qui consiste à considérer, au regard des principes de base sous-jacents à la méthodologie ACER et au contexte belge, qu'aucune limite de potentiel ne devrait être appliquée pour le calcul du CONE_{RT}⁷.

En conclusion, la DG Energie du SPF économie réitère son argumentation relative à la prise en compte d'aucune limite de potentiel de capacité supplémentaire et considère que ce choix méthodologique ne peut pas conduire à exclure la technologie DSR du calcul de la norme de fiabilité.

2.4. Analyse de l'argumentation relative au rejet de la technologie DSR et au choix de la technologie OCGT

Dans sa proposition (C)2425, la CREG rejette la technologie DSR comme technologie de référence à utiliser pour le calcul du CONE. Plusieurs arguments sont avancés et discutés dans la suite de cette section :

Argument 1 : la CREG constate que dans le passé, la technologie DSR a toujours fait l'objet d'un traitement spécifique de la part des autorités (exclusion ou non des listes de technologie de référence)

La technologie de référence sélectionnée pour le calcul de la norme de fiabilité par le régulateur dans sa proposition (C)2243 du 28 mai 2021 est la technologie DSR. Cette proposition a été soutenue par la DG Energie du SPF Economie et par ELIA dans leur avis respectif. Dans ce contexte, la DG Energie ne partage pas l'avis du régulateur selon lequel un traitement particulier est accordé à la technologie DSR par les autorités dans le cadre de la détermination de la norme de fiabilité.

Argument 2 : la CREG est d'avis qu'il ne peut y avoir d'application cohérente du CRM que s'il est fait référence à la même technologie de référence pour la détermination des différents paramètres que celle utilisée pour le calcul de la norme de fiabilité. En outre, la CREG constate que le price cap applicable dans les enchères CRM n'est pas basé sur la technologie DSR

La DG Energie tient à rappeler que l'exercice de définition du coût d'un nouvel entrant dans le cadre du calcul de la norme de fiabilité n'est pas à confondre avec l'exercice de détermination du net CONE prévu dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité et précisé par l'arrêté royal du 28 avril 2021 :

- dans le calcul de la norme de fiabilité, le CONE fournit une estimation du coût le plus faible possible pour rajouter une quantité marginale de capacité ;
- dans le cadre du CRM, le CONE (net-CONE) sert à calibrer la courbe de demande des enchères en définissant le volume devant être contracté dans le cadre de celles-ci et leur prix maximum global (qui tient compte du facteur de correction X).

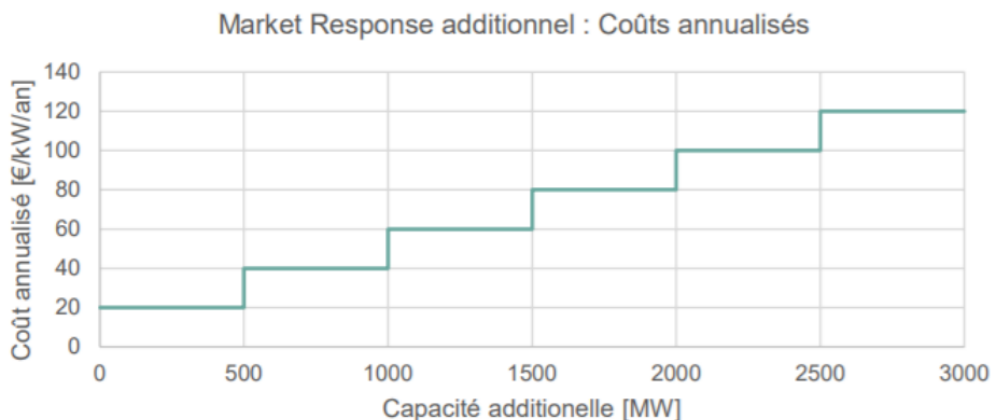
Même si d'un point de vue méthodologique les deux exercices présentent des similarités, les objectifs et principes du CRM peuvent justifier des choix différents en termes d'hypothèses (p.e : WACC, soustraction des revenus des services auxiliaires) et de technologie de référence⁸.

⁷ En effet, exclure une technologie sur base de son potentiel de capacité supplémentaire revient à considérer qu'elle n'est d'aucune utilité dans la rencontre de l'équilibre du système, ce qui au vu du déficit non marginal identifié pour la Belgique, n'a pas de sens.

⁸ Dans le cadre de la consultation publique sur le projet de proposition 2267 de la CREG, plusieurs stakeholders ont insisté sur le fait que la Ministre devait avoir la liberté de déterminer la liste des technologies de référence pour le CRM.

A cet égard, des discussions sont en cours suite à la consultation publique sur l'analyse technico-économique consistant à examiner les offres et le résultat des enchères⁹ pour savoir si il faut oui ou non considérer la DSR dans la liste des technologies permettant la détermination du prix maximum. Le principal argument qui justifierait un retrait de la technologie DSR dans ce contexte concerne la variabilité en fonction du volume, du coût de la DSR (voir figure 1) qui ne permettrait pas de fixer le prix maximum sur base du coût de la DSR la moins chère. En effet, fixer le prix maximum sur le coût de la DSR la moins chère (20€/kW/an de 0 à 500 MW de capacité additionnelle) risquerait d'inciter un volume limité de DSR à participer à l'enchère et aurait une influence négative sur la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, fixer un prix unique (supérieur à 20€/kW/an) correspondant à la technologie DSR reviendrait à considérer a priori un certain volume de DSR participant dans l'enchère, ce qui n'est pas compatible avec le principe d'enchère.

Figure 1 : Modélisation des coûts annualisés de la DSR additionnelle dans le cadre de la calibration du scénario de référence (source étude technico-économique menée par Haulogy)



Dans sa proposition de norme de fiabilité (C) 2425, la CREG semble dire que si la DSR est exclue de la liste des technologies de référence dans le cadre des enchères CRM, elle ne peut être considérée dans le cadre du calcul de la norme de fiabilité. Si ces discussions sont pertinentes dans le cadre du CRM¹⁰, la DG Energie ne soutient pas l'argument et considère qu'il s'agirait d'une erreur méthodologique ne respectant pas l'article 10§3 des méthodologies ACER qui prévoit que la sélection des technologies de référence pour le calcul de la norme de fiabilité est indépendante et sans préjudice de l'identification des technologies éligibles pour participer au CRM.

Argument 3 : la CREG souligne l'importance d'obtenir une estimation du potentiel des différentes technologies de référence et qu'il est utile de diviser les catégories hétérogènes, telles que la DSR, en plusieurs sous-catégories

Concernant l'estimation du potentiel des différentes technologies de référence, ce point a déjà été adressé à la section 2.3.

Concernant l'hétérogénéité des coûts de la technologie DSR, la DG Energie est d'avis que cette particularité n'est pas bloquante dans le cadre du présent exercice et rappelle à cet égard l'analyse effectuée au chapitre 4.2 de sa note du 7 mai 2021 sur la détermination du coût d'un nouvel entrant. Il y était expliqué que la technologie DSR était la meilleure technologie si les deux conditions suivantes étaient vérifiées :

- la technologie DSR est la meilleure technologie pour combler, au regard des exigences ACER, le déficit de capacité identifié en Belgique et que;
- l'hypothèse d'un coût FOM de 20€/kW pour la DSR est pertinente par rapport au déficit à combler.

⁹ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Consultation-publique-analyse-techno-economique.pdf>

¹⁰ A noter qu'aucune décision concernant le retrait de la technologie DSR n'a été prise à ce jour par les autorités compétentes et que les discussions sont toujours en cours.

Concernant la première condition, il apparaît que dans le cas de la Belgique le déficit identifié est relativement important. Toutefois, la technologie sélectionnée ne devrait pas couvrir 100% du déficit identifié mais devrait être la technologie la plus économiquement efficace autour du point marginal (Q^*). Autour de cet optimum, les coûts variables ont moins d'importance (étant donné le nombre limité d'heures de fonctionnement). En conséquence et dans le respect du contexte théorique dans lequel ont été développées les méthodologies ACER, c'est la technologie qui présente les coûts fixes les plus faibles qui devrait être sélectionnée, soit la technologie DSR.

Concernant la deuxième condition, les hypothèses prises dans le cadre de l'étude Adequacy and Flexibility d'Elia (2021) démontrent que les coûts fixes de la technologie DSR augmentent en fonction du niveau des capacités de DSR nouvellement installées. Ces coûts varient entre 20€/kW pour une capacité supplémentaire de 500MW à 80 €/kW pour une capacité supplémentaire de 2000 MW. Comme évoqué précédemment, le déficit identifié en Belgique ne sera pas uniquement comblé par la technologie de référence choisie pour le calcul de la norme de fiabilité. En effet, des technologies à coûts fixes élevés et à faible coût marginal présentent des avantages supplémentaires en dehors des heures de pénurie et contribueront à combler l'écart non marginal (loin de l'optimum). Par conséquent, cela signifie que les éventuelles contraintes liées au potentiel de capacité de la technologie de référence choisie pour le calcul de la norme de fiabilité ne devraient être prises en compte que lorsqu'on considère "le déficit marginal". A cet égard, la première catégorie de coût pour la technologie DSR peut être considérée comme pertinente puisqu'elle est associée à un volume supplémentaire de 500 MW, soit un volume suffisant pour combler l'écart marginal.

Argument 4 : Compte tenu du fait que la plupart des nouvelles capacités contractées lors de la mise aux enchères Y-4 de 2021 sont des centrales électriques au gaz et que le CONE d'une OCGT est inférieur au CONE d'une CCGT, la CREG considère l'OCGT comme technologie de référence à utiliser dans le calcul du LOLE.

Comme dit précédemment, l'exercice de définition du coût d'un nouvel entrant dans le cadre du calcul de la norme de fiabilité n'est pas à confondre avec l'exercice de détermination du net CONE prévu dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité et la sélection des technologies de référence pour le calcul de la norme de fiabilité est indépendante et sans préjudice de l'identification des technologies éligibles pour participer au CRM.

En outre, choisir le CONE de l'OCGT alors qu'il est supérieur au CONE de la DSR semble contraire à l'article 20 §5 des méthodologies ACER qui prévoit ceci : *the LOLE target for RS shall be the minimum (best estimate) LOLE threshold which fulfils the minimum capacity need for RS.*

Au vu des différents éléments énoncés, il apparaît que la technologie DSR est la plus pertinente pour calculer le CONE nécessaire au calcul de la norme de fiabilité.

2.5. Arrondi de la norme de fiabilité

Dans sa proposition, la CREG calcule un LOLE de 2h29min lorsque la DSR est choisie comme technologie de référence.

La DG Energie du SPF Economie recommande d'arrondir cette valeur à un LOLE de 3h et ce pour deux raisons principales :

- premièrement, un LOLE de 3h permettra d'assurer une cohérence avec les précédentes études d'adéquation nationales et européennes,
- deuxièmement, en l'absence de normes harmonisées au niveau européen, il était coutume que les normes de fiabilité soient exprimées en heures arrondies dans chaque pays. Il est raisonnable de penser que l'application par tout Etat membre des méthodologies ACER conduira encore au même phénomène à l'avenir.

3. Conclusion

Conformément à l'article 7undecies §7 alinéa 2 de la loi Electricité,

Considérant la proposition (C)2425 de la CREG visant la détermination d'une norme de fiabilité pour le territoire belge,

Considérant la note du 10 juin 2022 de la DG Energie du SPF Economie et du Bureau fédéral du Plan sur l'estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour le territoire belge (VoLL),

Considérant la note du 10 juin 2022 de la DG Energie du SPF Economie sur la détermination du coût d'un nouvel entrant (CONE),

Considérant l'analyse proposée dans le présent avis,

La DG Energie du SPF Economie avise la Ministre de considérer, dès septembre 2022, une norme de fiabilité pour le territoire belge de 3h¹¹.

Nancy Mahieu
Directeur général a.i.

¹¹ Le Règlement européen prévoit que les autorités de régulation et les autorités compétentes désignées actualisent leurs estimations du coût de l'énergie non distribuée et du coût d'un nouvel entrant au minimum tous les cinq ans, ou à intervalles plus rapprochés lorsqu'elles observent une modification significative.