CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Décision

(B)1677
15 mars 2018

Décision portant exécution de l'article 19*bis*, §§ 3 à 5, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en vue de rendre possible le transfert d'énergie

Article 19*bis*, §§ 3 à 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

CREG – rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 2
INTRODUCTION 3
1. CONSIDERATIONS GENERALES 6
2. FORMULES DE DETERMINATION DU PRIX DE TRANSFERT PAR DEFAUT 8
2.1. Formule applicable lorsque le client final est son propre FSP 8
2.2. Formule applicable dans les autres cas 8
2.2.1. Principe 1 – Formule de prix unique 8
2.2.2. Principe 2 – Formule de prix reposant sur des indices de prix de marché 9
2.2.3. Principe 3 – Formule de prix encourageant la solution négociée 11
2.2.4. Principe 4 – Approximation du prix de vente 12
2.2.5. Formule de prix par défaut proposée 13
2.3. MODALITES D'ADAPTATION DE LA FORMULE DE PRIX PAR DEFAUT 14
2.4. PROBLÉMATIQUE DU CONTRAT VALORISANT L'ÉCART ENTRE LA NOMINATION ET LA POSITION RÉELLE DU CLIENT FINAL 15
2.4.1. Problématique 15
2.4.2. Proposition de solution 15
3. MECANISMES DE GARANTIES FINANCIERES ET CONTRACTUELLES A OBTENIR DE L'OPERATEUR DE SERVICE DE FLEXIBILITE 17
3.1. MECANISME DE GARANTIE FINANCIERE 17
3.2. MONTANT DE LA GARANTIE FINANCIÈRE 18
3.2.1. Détermination du volume 18
3.2.2. Détermination du prix 19
3.2.3. Montant minimum de la garantie bancaire 19
3.2.4. Timing du contrôle 20
3.3. Appel à la garantie bancaire 20
4. MODALITES D'APPLICATION DE LA FORMULE DE DETERMINATION DU PRIX DE TRANSFERT PAR DEFAUT 21
5. MODELE DE CLAUSES STANDARDS APPLICABLES PAR DEFAUT 22
6. Rapport de consultation 25
6.1. Formule de détermination du prix de transfert par défaut 25
6.2. Dispositif relatif au contrat valorisant l'écart entre la nomination et la position réelle du client final 27
6.3. Mécanismes de garanties financières et contractuelles à obtenir de l'opérateur de service de flexibilité 28
6.4. Modalités d'application de la formule de deteRmination du prix de transfert par défaut 30
6.5. Modèle de clauses standards applicables par défaut 31
6.6. Sujets non traités 32
7. DECISION 33
ANNEXE 1 39
ANNEXE 2 46

INTRODUCTION

1. Le 13 juillet 2017 a été promulguée une loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer la flexibilité de la demande et le stockage d'électricité[1].

Cette loi vise notamment l'établissement d'un cadre légal pour organiser le transfert d'énergie, entendu comme toute « *activation de flexibilité de la demande impliquant un fournisseur et un opérateur de service de flexibilité ayant un responsable d'équilibre distinct et/ou un opérateur de service de flexibilité distinct du fournisseur* »[2]. Les principes repris dans cette loi s'inspirent largement du modèle proposé par la CREG dans son étude 1459[3].

2. L'art. 19*bis*, § 3, 1° à 3°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « loi électricité ») confie désormais à la CREG la compétence de fixer, après consultation des acteurs du marché :

> « *1° les règles à suivre en matière de rémunération de l'énergie transférée ;*
>
> *2° la ou les formules de détermination du prix de transfert par défaut ;*
>
> *3° les mécanismes de garanties financières et contractuelles à obtenir de l'opérateur de service de flexibilité.* »

3. En outre, les paragraphes 4 et 5 du même article assignent à la CREG deux tâches en cas d'échec de la négociation commerciale entre les acteurs du marché :

> « *§ 4. Si la négociation commerciale entre les acteurs du marché n'aboutit pas, et après consultation de ces derniers, la CREG applique la ou les formules de détermination du prix de transfert par défaut.*
>
> *§ 5. La Commission établit un modèle de clauses standards applicables entre l'opérateur de service de flexibilité et le fournisseur à défaut d'accord sur les modalités de leur relation contractuelle.* » (La CREG souligne.)

Il incombe donc à la CREG de fixer la ou les formules de détermination du prix de transfert par défaut. En l'absence d'accord lors de la négociation commerciale entre l'opérateur de service de flexibilité (ci-après, le « FSP », pour *flexibilty service provider*) et le fournisseur, la CREG applique cette ou ces formules, après les avoir consultés. De même, la CREG établit un modèle de clauses standards applicables entre le FSP et le fournisseur à défaut d'accord sur les modalités de leur relation contractuelle ainsi qu'un mécanisme de garanties financières destiné à assurer le versement de la compensation financière.

4. La présente décision s'inscrit dans la continuité des actions menées par la CREG depuis septembre 2015 :

- en septembre 2015, la CREG a consulté les acteurs du marché à l'aide d'un questionnaire dont les questions 30, 31 et 32 concernaient la compensation financière ; différentes formules destinées à approximer le prix de vente ont été proposées ;

[1] *M.B.*, 19 juillet 2017, pp. 73467-73469.

[2] Loi électricité, art. 19*bis*, § 2, al. 2.

[3] Etude (F)160503-CDC-1459 du 5 mai 2016 sur « les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique ».

- la CREG a ensuite confié à l'Université de Liège une étude à ce sujet publiée en annexe 2 de l'étude 1459 ;
- sur la base des suggestions des acteurs du marché et des conclusions de l'Université de Liège, la CREG a organisé le 7 juillet 2016 un workshop au sujet de la compensation financière et du contrat par défaut, au cours duquel elle a proposé la structure d'une formule de compensation financière par défaut ainsi qu'une valeur pour les paramètres à prendre en compte ; elle a appelé les participants à réagir à cette proposition ;
- des réunions ont ensuite été organisées avec les acteurs du marché ayant formulé des remarques et suggestions ;
- Conformément au règlement d'ordre intérieur de la CREG, le projet de décision 1677, qui porte exécution de l'article 19, §§ 3 à 5, de la loi électricité a été soumis à une consultation publique du 9 février au 2 mars 2018

5. La présente décision tient compte, dans la mesure du possible, des remarques formulées par les acteurs du marché lors de cette consultation publique.

6. Outre la présente introduction et le lexique, la décision comporte sept chapitres.

Le premier reprend des considérations générales relatives à la mise en œuvre de l'article 19*bis*, §§ 3 à 5, de la loi électricité, en particulier sur le champ d'application des règles à déterminer. Les deuxième et troisième chapitres présentent la façon dont la CREG envisage de mettre en œuvre l'article 19*bis*, § 3, 1° à 3° de la loi électricité : ils fixent notamment les limites de l'application de la solution financière par défaut, traitent de la structure et des paramètres de la formule de prix par défaut, abordent la problématique du contrat à valorisation d'écart ainsi que des garanties financières à obtenir du FSP. Le quatrième chapitre expose la façon dont la CREG compte mettre en œuvre l'article 19*bis*, § 4, de la loi électricité relatif à l'application de la formule de prix par défaut. Le cinquième chapitre présente les clauses contractuelles applicables à défaut d'accord entre les parties, en application de l'article 19*bis*, § 5, de la loi électricité. Le sixième chapitre contient le rapport de la consultation publique. Enfin, le septième chapitre contient la décision proprement dite et ses annexes.

7. La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 15 mars 2018.

LEXIQUE

« Agrégateur de demande » désigne un fournisseur de services portant sur la demande qui combine des charges de consommation multiples de courte durée et les vend ou les met aux enchères sur les marchés de l'énergie organisés[4].

« Balancing réactif » vise l'adaptation de la position d'équilibre en réaction au prix de déséquilibre.

« Bid ladder » désigne la plateforme du GRT sur laquelle les acteurs du marché peuvent offrir toute la flexibilité disponible pour les produits d'activation de mFRR[5] (réserve tertiaire).

« BRP (*balance responsible party*) » se réfère à un responsable d'équilibre, à savoir toute personne physique ou morale chargée d'assurer l'équilibre entre les injections et les prélèvements inclus dans son portefeuille[6]. Dans la présente décision, BRP_{source} vise le BRP ayant dans son portefeuille le point d'accès du client final source, le BRP_{FSP} vise le BRP associé au FSP et BRP_{FRP} désigne le BRP associé au FRP. Dans le cas de produits du GRT, le FRP et son BRP sont le GRT lui-même.

« Client final » vise toute personne physique ou morale achetant de l'électricité pour son propre usage[7].

« Client final source » se réfère au client final qui valorise sa flexibilité.

« Compteur de tête (*head meter*) » se réfère au compteur situé au point de mesure[8] de l'installation ou son équivalent dans les règlements techniques de compétence régionale.

« Contrat à valorisation d'écart » : contrat par lequel un fournisseur d'électricité valorise l'écart entre la nomination et la position réelle du client final.

« Courbe de référence (*baseline*) » se réfère à la courbe de charge quart-horaire évaluant le volume d'électricité que le client final source aurait prélevé en l'absence de l'activation de la flexibilité de la demande.

« EPEX SPOT BE CIM » désigne le segment de marché continuous intraday (marché infra journalier) de la plateforme de trading EPEX SPOT Belgium.

« EPEX SPOT BE DAM » désigne le segment de marché day ahead market (marché à un jour) de la plateforme de trading EPEX SPOT Belgium.

« Fournisseur » désigne toute personne physique ou morale qui vend de l'électricité à un ou des client(s) final(s); le fournisseur produit ou achète l'électricité vendue aux clients finals[9].

« FRP (*flexibility requestor party*) » se réfère à un acteur du marché achetant de la flexibilité à un FSP.

[4] Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, article 1er, 45).
[5] *Manual frequency restoration reserve*.
[6] Article 2, 65°, de la loi électricité.
[7] Article 2, 14° de la loi électricité.
[8] Art. 1er, §2, 39° de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci
[9] Article 2, 15°*bis* de la loi électricité.

« FSP (*flexibility service provider*) » se réfère à un opérateur de service de flexibilité, et dans le cadre de la présente décision, à un opérateur de service de flexibilité de la demande.

« Gestionnaire du réseau » ou « GRT » désigne le gestionnaire du réseau de transport.

« ICE ENDEX » désigne les cotations futures de l'électricité sur la plateforme ICE.

« NEMO (*Nominated Electricity Market Operator*) » vise un opérateur désigné du marché de l'électricité en application du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion[10].

« *Opt out* » désigne la situation dans laquelle tous les aspects liés au transfert d'énergie (*i.e.* volume, prix et modalités contractuelles, y compris des éventuelles garanties financières) sont réglés dans un accord signé entre l'opérateur de service de flexibilité, le fournisseur et leur BRP respectif.

« Règles organisant le transfert d'énergie » désignent les règles à fixer par la CREG, sur proposition du gestionnaire du réseau, organisant le Transfert d'énergie par l'intermédiaire d'un Opérateur de service de flexibilité, en application de l'article 19*bis*, § 2, de la Loi.

« Sous-compteur » désigne un compteur placé en aval du compteur de tête.

1. CONSIDERATIONS GENERALES

8. Les règles que la CREG est chargée d'établir en application de l'article 19*bis* ne s'appliquent que dans le cadre du transfert d'énergie (ci-après désigné également « ToE », pour *transfer of energy*). Pour rappel, l'article 19*bis*, § 2, alinéa 2 de la loi électricité donne la définition suivante du transfert d'énergie :

> « […] *activation de flexibilité de la demande impliquant un fournisseur et un opérateur de service de flexibilité ayant un responsable d'équilibre distinct et/ou un opérateur de service de flexibilité distinct du fournisseur.* »

Ne sont donc pas concernés par les règles à déterminer par la CREG, d'une part, les clients finals qui activent leur flexibilité en réponse à un signal extérieur ne provenant pas de leur FSP[11] (il s'agit alors de flexibilité implicite) et, d'autre part, les clients qui ont acheté de manière ferme un bloc d'énergie à leur fournisseur sans possibilité contractuelle de s'écarter du volume acheté et sont libres de revendre cette énergie sans devoir indemniser le fournisseur, puisque cette énergie est intégralement payée au fournisseur.

9. Il résulte de l'Exposé des motifs de la loi du 13 juillet 2017 que le modèle privilégié par le législateur est celui du règlement contractuel de la rémunération de l'énergie transférée et des modalités du transfert entre le FSP et le fournisseur du client final source, avec une solution par défaut qui s'impose aux parties uniquement en cas de désaccord dans la négociation, de façon à éviter que des offres de flexibilité de la demande ne puissent pas être prises en compte.

[10] Article 2, 23° du Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

[11] Par exemple lorsque le client active sa flexibilité de son propre chef en réponse au prix de la compensation des déséquilibres quart horaires.

La solution par défaut constitue un système bilatéral de compensation financière entre le FSP et le fournisseur du client final source. La transaction financière a donc lieu directement entre les parties ; aucun intermédiaire n'est prévu pour collecter les paiements et les redistribuer.

10. S'agissant du champ d'application des règles à déterminer par la CREG, il convient de distinguer deux hypothèses :

- L'*opt out*, dans lequel le FSP, le fournisseur, le BRP_{FSP} et le BRP_{source} s'accordent sur tous les aspects de leur relation contractuelle (volume, prix, modalités contractuelles, y compris les éventuelles garanties financières). Dans ce cas, les règles à suivre en matière de rémunération de l'énergie transférée sont librement déterminées par les parties et échappent totalement au modèle de transfert d'énergie.

  Les règles prévues par la présente décision ne s'appliquent pas en cas d'*opt out*.

- L'échec des négociations entre les parties sur tout ou partie des aspects de leur relation contractuelle : à défaut pour les parties de s'accorder sur tout, des règles par défaut s'appliquent ; ces règles concernent la détermination du volume de flexibilité – non visée par la présente décision –, le prix de transfert et/ou les autres modalités de la relation. Les parties peuvent déroger d'un commun accord à ces règles applicables par défaut.

  Dans cette hypothèse, toutefois, les dispositions en matière de garantie financière sont applicables en tout état de cause, sans possibilité de dérogation.

11. Le gestionnaire du réseau ne peut accepter une activation de flexibilité entre un fournisseur et un FSP que si les deux parties l'informent qu'un accord sur les conditions financières est intervenu ou si la CREG a décidé, à défaut d'accord, d'appliquer la solution par défaut.

Par ailleurs, le FSP qui active la flexibilité de son client dans le cadre du ToE (hors *opt out*) a l'obligation d'informer le gestionnaire du réseau de cette activation. Il s'agit également d'une condition indispensable pour garantir la rémunération du fournisseur. Les règles organisant le transfert d'énergie devront inclure un mécanisme de sanction en cas de non-respect de cette obligation. Dans le cadre des services auxiliaires, ce contrôle sera facilité par le fait que le gestionnaire du réseau sera également l'acheteur de la flexibilité.

Ces aspects devront être traités dans les règles à adopter en vertu de l'article 19*bis*, § 2, de la loi électricité, et non dans le cadre de la présente décision.

12. L'article 19*bis*, § 3, 1°, charge la CREG de fixer « *les règles à suivre en matière de rémunération de l'énergie transférée* ». Selon la CREG, ces règles comprennent pour l'essentiel la formule de détermination du prix de transfert par défaut, la circonscription de son champ d'application (chap. 2) et les clauses standards décrivant les modalités de leur relation commerciale (chap. 5). En d'autres termes, la CREG considère que les règles à suivre en matière de rémunération de l'énergie transférée ainsi que les clauses standards précitées qu'elle est chargée de déterminer constituent des règles supplétives dont les parties sont libres de s'écarter d'un commun accord.

Compte tenu de ce qui précède, la CREG considère que l'article 19*bis*, § 3, 1°, est suffisamment mis en œuvre par les règles portant exécution de l'article 19*bis*, § 3, 2°, et § 5.

13. Conformément au libellé de l'article 19*bis* de la loi électricité, la présente décision ne s'applique qu'à la demande et non à la flexibilité qui peut s'exprimer via des installations de production. En effet, le droit lié à la valorisation de la flexibilité, reconnu par l'article 19*bis*, § 1er, de la loi électricité vise spécifiquement la valorisation de la flexibilité de la demande et l'article 19*bis*, § 2, définit le transfert d'énergie comme visant « *l'activation de la flexibilité de la demande* ». La CREG considère dès lors que la présente décision n'est susceptible de s'appliquer qu'aux points de livraison dont le prélèvement net moyen calculé sur une base annuelle est positif, à l'exclusion donc des points

de livraison qui sont injecteurs nets sur cette base. Une modification de la loi électricité serait nécessaire pour rendre la présente décision également applicable à l'activation de flexibilité auprès de ces utilisateurs.

14. Il convient également de préciser que la présente décision a vocation à s'appliquer à la valorisation de la flexibilité de tous les clients finals, quel que soit le niveau de tension du réseau auquel ils sont raccordés – pour autant bien sûr que les conditions techniques de cette valorisation soient réunies. En effet, l'article 19*bis*, § 1er, de la loi électricité garantit à « *tout client final* » , sans restriction, le droit de valoriser sa flexibilité de la demande, tandis que le paragraphe 2, qui introduit le concept de transfert d'énergie, prévoit expressément que les règles en la matière doivent être adoptées en concertation avec les autorités régionales compétentes, ce dont on peut déduire que ces règles sont censées s'appliquer quel que soit le niveau de tension du réseau auquel est raccordé le client final dont l'énergie est transférée. Logiquement, les règles que la CREG est chargée de fixer en application des paragraphes 3 à 5 de l'article 19*bis*, et qui visent également le transfert d'énergie, ont également vocation à s'appliquer à tous les niveaux de tension.

Ceci ne porte évidemment pas préjudice à la nécessité éventuelle de modifier la présente décision lors de l'ouverture de la flexibilité de la demande à de nouveaux marchés ou lors de l'extension de marchés existants.

2. FORMULES DE DETERMINATION DU PRIX DE TRANSFERT PAR DEFAUT

2.1. FORMULE APPLICABLE LORSQUE LE CLIENT FINAL EST SON PROPRE FSP

15. Le but de la compensation financière est d'éviter que le fournisseur ou le FSP ne soit lésé par l'activation de la demande ; le prix de transfert doit idéalement correspondre au prix auquel le client final source achète son électricité au fournisseur. Ainsi, si le client final source est son propre FSP, le prix de vente a fait l'objet d'un contrat entre ces parties. Sauf accord des parties pour adapter ou modifier le prix, ce prix de vente doit, selon la CREG, également s'appliquer par défaut au transfert d'énergie.

2.2. FORMULE APPLICABLE DANS LES AUTRES CAS

2.2.1. Principe 1 – Formule de prix unique

16. Compte tenu des contraintes de confidentialité (confidentialité de la liste des clients finaux sources demandée par le FSP, confidentialité du prix de vente demandée par le fournisseur), un volume d'activation agrégé par quart d'heure sera transmis par couple FSP-fournisseur.

17. Une activation de la demande à la baisse (effacement de consommation) requiert une compensation du fournisseur par le FSP puisque le FSP déroute l'énergie acquise par le fournisseur pour couvrir la consommation attendue de son client. Le client final n'ayant pas consommé l'énergie qui lui était destinée, le fournisseur ne peut la lui facturer sur la base des valeurs relevées de comptage.

Ce manque à gagner doit être compensé par le FSP qui a valorisé cette énergie auprès d'un acheteur de flexibilité (FRP). Cette compensation est un élément de coût pour le FSP.

Une activation de la demande à la hausse (augmentation de consommation) requiert une compensation du FSP par le fournisseur puisque dans ce cas, le fournisseur peut facturer à son client plus d'électricité qu'il en a acquis pour couvrir sa consommation attendue. Ce chiffre d'affaires résultant de l'action du FSP doit lui être restitué pour qu'il puisse dédommager son client. La compensation financière est dans ce cas une des composantes du revenu du FSP.

18. Il résulte de ce qui précède que :

- le prix de transfert doit correspondre à une **approximation du prix de vente moyen de l'électricité** (composante *commodity* de la facture) à un portefeuille standard de clients sur le marché de la *commodity*. Hors le cas visé au point 2.1, une **formule unique de prix de transfert** se justifie donc ;
- le prix de transfert peut impacter la rentabilité du fournisseur et du FSP. En cas d'activation de la flexibilité à la baisse, un prix trop bas pénaliserait le fournisseur et un prix trop élevé rendrait l'intervention du FSP (et de ce fait, le ToE) non rentable – et vice versa en cas d'activation de la flexibilité à la hausse ;
- le seuil de rentabilité du FSP détermine, sur les marchés *energy only* (DAM[12] et CIM[13]), le niveau de prix de marché à partir duquel il active la flexibilité qu'il a en portefeuille.

2.2.2. Principe 2 – Formule de prix reposant sur des indices de prix de marché

2.2.2.1. Choix des indices de marché

19. Le prix par défaut a pour but de représenter une approximation du chiffre d'affaires du fournisseur (manque à gagner ou trop perçu). Ce chiffre d'affaires comprend le coût moyen d'approvisionnement du fournisseur ainsi qu'une marge bénéficiaire standard. La formule de prix par défaut explicite la méthode de calcul de ce prix.

Bien que les sources d'approvisionnement en électricité puissent être multiples, le prix de marché de l'électricité représente une bonne approximation du coût moyen d'approvisionnement du fournisseur. Compte tenu du profil flexible des clients, le fournisseur est amené à couvrir son approvisionnement par une combinaison d'achats sur les marchés de long terme et de plus court terme.

La CREG propose donc d'utiliser les indices des marchés suivants :

- Marchés à terme : Cal Y+2[14], Cal Y+1, M+1 publiés par ICE ENDEX ;
- Marché *day ahead* : EPEX spot BE DAM[15] price publié par EPEX spot Belgium pour le marché *day ahead*, à adapter éventuellement lorsque plusieurs bourses seront actives sur le marché belge.

Le choix de ces indices correspond à un comportement logique de couverture de l'approvisionnement d'un client basé sur son profil de prélèvement. Ce profil comprend une part de consommation stable sur l'année, couverte par des achats deux ans et un an avant la date de livraison. A cette consommation

[12] DAM pour *Day Ahead Market*, ou « marché à un jour ».
[13] CIM pour *Continuous intraday Market*, ou « marché intra journalier ».
[14] Par exemple, pour un ToE réalisé le 25 juin 2017, le CAL Y+2 de ce jour correspond à la moyenne des cotations publiées par ICE ENDEX pour l'année 2017 au cours de 2015.
[15] Anciennement Belpex DAM.

de base s'ajoute une composante mensuelle couverte par des achats effectués le mois précédant la date de livraison[16], le solde étant acquis sur le marché *day ahead*.

2.2.2.2. Pondération des indices sur les marchés à long terme et à court terme

20. Compte tenu du fait que les profils des clients qui valorisent leur flexibilité peuvent être très divers (flexibilité permanente, flexibilité saisonnière, flexibilité ponctuelle), la CREG ne voit pas de raison d'accorder une pondération plus importante aux indices de court terme qu'aux indices de long terme. Elle préconise donc une pondération identique pour les trois indices de marché à terme.

En termes de valeur, le prix de l'électricité pour des achats à long terme est en principe plus élevé que celui des achats à court terme du fait de la prime de risque qu'il intègre. Toutefois, la volatilité croissante des marchés ainsi que des évènements inattendus intervenant en cours d'année peuvent inverser cette tendance. Accorder une pondération identique aux trois indices de marché à terme n'introduit donc pas *a priori* de biais particulier.

Pour ce qui concerne les indices de marché de court terme, seul l'indice de prix sur le DAM est retenu. Le marché *intraday* est pour l'instant jugé trop peu liquide pour représenter une source stable d'approvisionnement des clients. Par ailleurs, le prix de déséquilibre sur le marché du *balancing* n'entre pas en ligne de compte dans la mesure où ce marché n'a pas pour but de constituer une source d'approvisionnement pour les fournisseurs.

2.2.2.3. Pondération des indices sur les marchés à terme par rapport à l'indice sur le marché day ahead

21. La pondération entre les indices sur les marchés à terme et l'indice du DAM doit être fixée tenant compte des considérations suivantes :

- la formule de prix doit être valable pour tous les marchés (*day ahead*, *intraday*, *balancing* et réserve stratégique) ; dès lors, un poids inférieur à 100 % doit être alloué à l'indice *day ahead* dans la mesure où d'une part, un *sourcing* des clients réalisé en totalité sur le marché *day ahead* ne correspond pas à une stratégie rationnelle d'approvisionnement des fournisseurs, d'autre part, il annulerait tout bénéfice pour le FSP sur le marché *day ahead* ;
- dans l'hypothèse que les fournisseurs couvrent la partie constante de la consommation de leurs clients par des achats sur les marchés à terme et la partie variable par des achats en *day ahead*, la composante *day ahead* devrait correspondre à la part variable du profil de consommation agrégé des clients souhaitant valoriser leur flexibilité. Cette part peut être chiffrée en calculant la moyenne du ratio pour chaque quart d'heure entre d'une part l'écart entre le prélèvement du quart d'heure et le prélèvement minimum de la courbe de charge au cours du mois et, d'autre part, le prélèvement du quart d'heure. Les résultats obtenus figurent au tableau 1 ci-dessous.

[16] La composante mensuelle (M+1) est privilégiée à la composante saisonnière (Q+1) compte tenu du profil flexible du client. Etant donné que ce choix permet une couverture plus précise du profil, il impacte la part variable des achats à réaliser sur Belpex.

Tableau 1: Part variable du profil de consommation sur base mensuelle

valeur moyenne du coefficient r si OfftakeMin. calculé par mois	2015	2016
Analyse sur la base des prélèvements des clients industriels directs ELIA	24,3%	26,4%
Analyse sur la base des prélèvements totaux réseau ELIA	28,0%	28,6%

Source : CREG

- Sur la base de cette méthode de calcul, la partie variable des prélèvements sur le réseau du gestionnaire du réseau (réseau de transport et réseau 30-70 kV) observée en 2015 et en 2016 est de l'ordre de 27 % sur base mensuelle.

22. La CREG propose donc que le poids accordé à l'indice de marché *day ahead* s'élève à 27 %. Si le ToE devait être étendu de façon significative aux points d'accès connectés aux réseaux de distribution, cette valeur pourrait être revue en conséquence.

2.2.3. Principe 3 – Formule de prix encourageant la solution négociée

2.2.3.1. Incertitude au moment de la négociation

23. Le modèle de marché préconisé par la loi est un modèle bilatéral négocié. Le recours à la formule de prix par défaut a pour seul but d'éviter que des acteurs de marché puissent s'opposer à la valorisation par le client final de sa flexibilité auprès du FSP de son choix.

Cette solution par défaut doit donc être la moins attractive possible pour les deux parties (fournisseur et FSP), de façon à inciter à la négociation.

Si les activations à la hausse et à la baisse étaient équilibrées, aucune des deux parties n'aurait un intérêt à exagérer le prix de transfert dans une direction puisqu'elle pourrait être pénalisée lors de l'activation dans l'autre direction. Toutefois à l'heure actuelle, il est probable que les activations de la flexibilité des prélèvements auront davantage lieu à la baisse (réduction des prélèvements) qu'à la hausse.

Si le résultat de la formule de prix par défaut est prévisible au moment de la négociation, la partie favorisée par ce prix (le FSP si le prix de transfert est supérieur au prix du marché ou le fournisseur si le prix de transfert est supérieur au prix de vente au client final) pourrait vouloir faire échouer la négociation dans le seul but de bénéficier du prix par défaut. Dès lors, la CREG considère que ce prix par défaut doit comporter une composante d'incertitude qui, au moment de la négociation, rend sa valeur aléatoire et incite à aller vers une solution négociée réduisant le risque pour les deux parties.

24. Tenant compte du fait que la négociation a lieu dans un laps de temps plus ou moins important précédant la première activation, les valeurs des indices de marché à long terme (Y+2, Y+1) sont connues.

Le recours à un indice mensuel peut introduire un premier facteur d'incertitude puisque sa valeur n'est pas toujours connue au moment de la négociation.

Cependant, la principale incertitude sera amenée par l'ignorance de la valeur de l'indice de marché *day ahead*. Ce sont donc le poids de cet indice dans la formule et la composition de celle-ci qui détermineront le degré d'incertitude.

La combinaison des principes 2 et 3 conforte donc la CREG dans son choix de l'attribution d'un poids de 27 % à l'indice de marché *day ahead*.

La composition de l'indice de marché *day ahead* est abordée au point suivant.

2.2.3.2. Certitude au moment de l'activation

25. Pour rendre la solution par défaut la moins attractive possible, l'incertitude sur le prix de transfert devrait idéalement être encore présente au moment de l'activation. Cette incertitude pourrait être introduite par l'utilisation de prix *day ahead* ultérieur au moment de l'activation, par exemple en faisant référence à la moyenne des prix de l'heure d'activation du jour et des jours suivants.

Cette option présente toutefois trois inconvénients majeurs :

- une période de prix élevés consécutive à l'activation augmenterait de façon injustifiée le prix de transfert ;
- l'incertitude liée à la décision d'activation serait plus grande pour le FSP que pour d'autres acteurs du marché (par exemple l'exploitant d'une centrale thermique), qui connaissent leurs coûts et leurs coûts d'opportunité au moment de la décision d'activation ; il s'agirait donc d'un obstacle à l'entrée de la flexibilité sur le marché via un FSP ;
- la variabilité de l'indice *day ahead* serait atténuée par un effet de lissage.

Pour ces raisons, la CREG préconise l'utilisation du prix *day ahead* correspondant à l'heure d'activation.

Il s'agit en effet :

- de la seule option qui garantit qu'un pic de prix observé sur le marché DA au cours d'un jour donné n'aura pas d'impact sur le prix de transfert calculé au cours des jours qui précèdent ;
- de la meilleure manière de garder la cohérence par rapport à la structure d'approvisionnement. En effet, les composantes Y+2, Y+1 et M+1 ciblent le moment de l'activation ; il est donc logique que la composante court terme cible également ce moment.

2.2.4. Principe 4 – Approximation du prix de vente

26. Les étapes précédentes visaient à obtenir une formule de calcul du coût moyen de *sourcing* de l'électricité, c'est-à-dire le coût d'approvisionnement du fournisseur. Le lien doit maintenant être établi avec le prix de vente au consommateur final. Pour cela, deux éléments additionnels doivent être pris en compte :

- la marge du fournisseur ;
- la diversité des prix de vente.

2.2.4.1. Prise en compte de la marge du fournisseur

27. La CREG estime que la marge moyenne dégagée par les fournisseurs sur leurs activités de vente d'électricité peut être estimée, à partir de leurs comptes annuels, à 5 %. Cette estimation est basée sur les données reprises aux comptes « 70/74 chiffre d'affaires » et « 60 Approvisionnement et marchandise » des comptes annuels 2015 et 2016 déposés à la Banque Nationale de Belgique d'un panel d'entreprises dont l'activité principale est la fourniture d'électricité aux grands clients industriels belges (qui, à ce stade, constituent la source essentielle de la flexibilité en Belgique).

2.2.4.2. Prise en compte de la diversité des prix de vente – composante asymétrique

28. Pour tenir compte de la diversité des prix de vente de l'électricité aux consommateurs finals, la CREG envisage une formule asymétrique. Le coût de *sourcing* serait augmenté de x % pour une activation du prélèvement à la baisse et réduit de x % pour une activation à la hausse.

Cette composante asymétrique n'a toutefois pas pour objectif de couvrir la totalité de la fourchette de prix observée, ceci dans le but de favoriser la négociation et de rendre la formule par défaut la plus dissuasive possible, tant pour le fournisseur que pour le FSP.

Compte tenu des propositions formulées par les acteurs du marché à la suite du workshop du 7 juillet 2016, la CREG propose d'attribuer à ce paramètre une valeur de 5 %.

2.2.5. Formule de prix par défaut proposée

2.2.5.1. Composition de la formule

29. En application des principes énoncés ci-dessus, la formule de prix par défaut serait la suivante :

{[73 % * 1/3 (Cal Y+2 + Cal Y+1 + M+1) + 27 % EPEX spot BE DAM] * 1,05} +/- 5 %

Avec :

- CAL Y+2 = la moyenne des cotations journalières publiées par ICE ENDEX au cours de l'année précédant de deux ans l'année de l'activation pour le produit *baseload*,
- CAL Y+1 = la moyenne des cotations journalières publiées par ICE ENDEX au cours de l'année précédant l'année de l'activation pour le produit *baseload*,
- M+1 = la moyenne des cotations journalières publiées par ICE ENDEX au cours du mois précédant le mois de l'activation pour le produit *baseload*,
- EPEX spot BE DAM = la cotation publiée par EPEX spot Belgium sur le marché day ahead[17] pour l'heure au cours de laquelle l'activation a lieu.

2.2.5.2. Test de la formule

30. Sur la base des cotations Futures ICE Endex pertinentes pour la période de livraison 2015-2016 ainsi que sur la base des prix EPEX spot BE DAM et des tarifs de déséquilibre observés au cours de la période 2015-2016, la CREG a calculé pour chaque heure de la période 2015-2016 le prix de transfert qui aurait été obtenu en utilisant la formule proposée par la CREG ainsi que les conséquences de cette formule en termes de prix de transfert et de fréquence d'activation.

Afin de tester la robustesse de cette formule, la CREG a également pris en considération deux formules de prix de transfert proposées par un fournisseur et par BDRA dans le cadre d'une précédente consultation[18] en prenant toutefois en compte pour les trois formules étudiées un même niveau de marge ainsi que les cotations *Futures Monthly* (en lieu et place des cotations *Quarterly*). Les caractéristiques de ces trois formules sont résumées dans le tableau ci-dessous, dans lequel r représente la pondération de l'indice EPEX Spot BE DAM dans la formule du ci-dessus.

[17] A adapter éventuellement lorsque plusieurs bourses seront actives sur le marché belge

[18] Réactions reçues suite au Workshop du 7 juillet 2016

Tableau 2 : Paramètres de la formule de prix testés

	Proposition CREG	Proposition fournisseur	Proposition BDRA
r	27,0%	30,0%	50,0%
type day ahead	h	h during next week	h during past week
Marge commerciale	5,0%	5,0%	5,0%
Asymétrie +/-	5,0%	15,0%	2,5%

Une première simulation effectuée a consisté à déclencher une activation uniquement au cours des heures où le prix BELPEX DAM et/ou le tarif pour un déséquilibre positif ont dépassé un niveau fixé à 100 €/MWh. Cela fut le cas durant 7 % des heures de l'année 2015 et durant 6 % des heures de l'année 2016. Il ressort de cette première simulation que les moyennes des prix de transfert simulés durant ces heures d'activation auraient été relativement proches et que la formule proposée par la CREG aboutit à un résultat moyen intermédiaire entre ceux obtenus sur la base de la formule du fournisseur et de BDRA:

- résultat moyen de 57 €/MWh pour la formule de BDRA ;
- résultat moyen de 59 €/MWh pour la formule de la CREG ;
- résultat moyen de 61 €/MWh pour la formule du fournisseur.

Une deuxième simulation effectuée a consisté à déclencher une activation au cours des heures où le prix BELPEX DAM et/ou le tarif pour un déséquilibre positif ont été supérieurs au résultat de la formule de prix de transfert d'un montant au moins égal à 30 €/MWh. Il ressort - encore une fois - de cette deuxième simulation que les fréquences des activations auraient été relativement proches et que la formule proposée par la CREG aurait donné un niveau intermédiaire entre ceux obtenus sur la base de la formule du fournisseur et de BDRA :

- fréquence d'activation de 15 % pour la formule de BDRA ;
- fréquence d'activation de 13 % pour la formule de la CREG ;
- fréquence d'activation de 11 % pour la formule du fournisseur ;
- fréquence d'activation simultanée de 11 %.

Ce faisant, la CREG considère que la formule qu'elle propose est robuste et constitue une approche équilibrée entre les demandes des fournisseurs d'une part et des agrégateurs d'autre part.

2.3. MODALITES D'ADAPTATION DE LA FORMULE DE PRIX PAR DEFAUT

31. La structure de la formule est destinée à être stable dans le temps. Pour assurer la stabilité du mécanisme, la formule de calcul sera valable pour une année calendrier.

La formule ne sera adaptée, après un an d'application, que si une concertation avec les acteurs du marché met en évidence un défaut de conception.

Les valeurs des coefficients de la formule de calcul du prix par défaut pourront être recalculées chaque année et publiées sur le site de la CREG.

Les adaptations de la structure et de la méthodologie de calcul des paramètres seront soumises par la CREG à la consultation des acteurs du marché.

2.4. PROBLÉMATIQUE DU CONTRAT VALORISANT L'ÉCART ENTRE LA NOMINATION ET LA POSITION RÉELLE DU CLIENT FINAL

2.4.1. Problématique

32. Dans le cadre d'un contrat par lequel le fournisseur d'électricité (via son BRP) valorise l'écart entre la nomination et la position réelle du client final (ci-après « contrat à valorisation d'écart »), le client nomine ses prélèvements fixes avant le temps réel (majoritairement en *day ahead*) et l'écart entre la nomination et le prélèvement réel lui est facturé/remboursé par son fournisseur (via son BRP) à un tarif convenu (le plus souvent au tarif de déséquilibre + un *fee*).

Ce contrat à valorisation d'écart permet au client final de participer au *balancing* réactif sans devoir être lui-même BRP. Il convient donc de ne pas l'entraver.

33. Ce contrat nécessite un traitement spécifique dans le cadre du transfert d'énergie. En effet, conformément à l'article 19*bis*, § 2, de la loi électricité, les règles organisant le transfert d'énergie devront prévoir le principe de la correction du périmètre d'équilibre du BRP du client final source, du volume de flexibilité activé par un opérateur de service de flexibilité. Cette correction aura en principe pour effet de priver le fournisseur/BRP du revenu du *balancing* réactif destiné à couvrir le revenu qu'il s'est engagé à reverser à son client dans le cadre du contrat à valorisation d'écart. Dans une telle hypothèse, le fournisseur/BRP subirait une perte, alors que le client final source percevrait une double rémunération lors d'une réduction du prélèvement net. L'effet serait inverse lors d'une augmentation du prélèvement net.

34. En l'absence d'un accord pour un *opt out*, le problème du contrat à valorisation d'écart découle de la prise en compte des volumes activés par un FSP pour le calcul de la rémunération du déséquilibre que le fournisseur verse à son client.

2.4.2. Proposition de solution

35. Une première solution consisterait à exclure les contrats à valorisation d'écart du transfert d'énergie, en partant du principe que les clients qui ont recours à ce type de contrat ont choisi de se considérer eux-mêmes comme FSP.

Cette solution n'est toutefois pas satisfaisante puisqu'elle n'offre plus aux clients finals qui ont opté pour ce type de contrat la possibilité de recourir à un intermédiaire de leur choix pour valoriser leur flexibilité, alors que ce principe est précisément consacré par l'article 19*bis*, § 1er, de la loi électricité.

36. Une seconde solution est de donner au fournisseur la possibilité de déduire les volumes de flexibilité fournis par son client via un FSP du calcul de la rémunération de l'écart qu'il doit lui verser. Toutefois, ceci nécessite, d'une part, que le contrat à valorisation d'écart permette au fournisseur de communiquer au gestionnaire du réseau le(s) point(s) de fourniture couvert(s) par ce contrat ainsi que les dates de début et de fin du contrat. Vu le risque de préjudice potentiel dans son chef, le fournisseur devrait s'opposer à la signature d'un contrat à valorisation d'écart qui ne prévoit pas de telles dispositions. Dès lors, le client final qui veut combiner le transfert d'énergie avec un contrat à valorisation d'écart n'aura d'autre choix que de les accepter.

La solution préconisée nécessite, d'autre part, que les volumes de flexibilité activés via un FSP tiers à des points de fourniture[19] visés par un contrat à valorisation d'écart soient communiqués par le gestionnaire du réseau au fournisseur par point de fourniture.

Dans la mesure où la mise en œuvre du transfert d'énergie se limitera dans un premier temps aux marchés des réserves secondaires et tertiaires, le gestionnaire du réseau est en mesure de communiquer au fournisseur, au plus tard à la fin du second mois suivant le mois des prestations, le volume global de services auxiliaires fourni par point de fourniture couvert par un contrat à valorisation d'écart.

Cette communication nécessite toutefois l'autorisation du FSP. Celui-ci aura intérêt à la donner pour permettre l'application du transfert d'énergie à ce type de contrats. Tenant compte du fait que le fournisseur qui signe un contrat à valorisation d'écart sait que son client active de la flexibilité, et connaît l'écart entre sa nomination et sa position réelle, le degré de confidentialité de l'information est limité. La fourniture de ces données reste néanmoins conditionnée à l'autorisation explicite donnée par le FSP au gestionnaire du réseau de communiquer ces données par point de fourniture aux fournisseurs concernés.

Les modalités organisant le transfert de ces données devront être reprises dans les règles que le gestionnaire du réseau doit proposer à l'approbation de la CREG, en application de l'article 19*bis*, § 2, de la loi électricité. Une déclaration signée par le fournisseur et le client final attestant de l'existence d'un contrat à valorisation d'écart mentionnant les dates de début et de fin visées à l'alinéa 1er ainsi qu'une disposition autorisant Elia à transmettre les volumes activés par point de fourniture dans le cadre d'un transfert d'énergie devraient être prévues dans les règles.

37. Pour que cette solution puisse être mise en œuvre, la CREG suggère que le contrat à valorisation d'écart soit adapté de la façon suivante :

Le volume à rémunérer au tarif de déséquilibre ne serait plus :

$$\Delta\ (nomination - prélèvement)$$

Mais deviendrait :

$$\Delta\ (nomination - prélèvement - \left(R2 + \ R3^{20}\ fournis\ via\ un\ FSP\ tiers\right))$$

La CREG est consciente du fait que cette solution n'offre qu'une réponse limitée, notamment lorsque le ToE sera étendu aux marchés de l'énergie (*day ahead* et *intraday*). Pour éviter d'exclure ces contrats du ToE, une solution possible serait d'adapter les modalités du contrat à valorisation d'écart.

[19] Ou par point de livraison situé sur un site alimenté par ce point de fourniture.

[20] Tenant compte, le cas échéant, des éventuelles exclusions mutuelles.

3. MECANISMES DE GARANTIES FINANCIERES ET CONTRACTUELLES A OBTENIR DE L'OPERATEUR DE SERVICE DE FLEXIBILITE

3.1. MECANISME DE GARANTIE FINANCIERE

38. L'article 19*bis*, § 3, 3°, de la loi électricité prévoit qu'après consultation des acteurs du marché, le CREG fixe « *les mécanismes de garanties financières et contractuelles à obtenir de l'opérateur de service de flexibilité* ».

Cette disposition vise uniquement le FSP. La CREG en déduit que les mécanismes de garantie à prévoir ne doivent en principe s'appliquer qu'aux FSP ; ces mécanismes ne porteront donc que sur des activations de flexibilité à la baisse[21].

La portée de la notion de « *garanties contractuelles* » n'est pas claire pour la CREG, celle-ci ne correspondant à aucun concept précis généralement d'application en droit privé. Aucune clarification n'en est donnée dans les travaux préparatoires de la loi du 13 juillet 2017. A défaut, la CREG considère que c'est par le biais de l'exécution de l'article 19*bis*, § 5, de la loi électricité que ces garanties pourront être mises en œuvre de manière efficace et non-discriminatoire, c'est-à-dire qu'elles seront applicables à la fois au fournisseur et au FSP.

En revanche, s'agissant de la garantie financière, il est logique de ne réclamer une telle garantie qu'au FSP, dans la mesure où ce dernier « impose » d'une certaine manière, à son profit, le transfert d'énergie au fournisseur ; à tout le moins le fournisseur doit-il avoir la certitude que sa contrepartie sera solvable.

39. Les transactions réalisées dans le cadre de l'*opt out* ne sont pas couvertes par le mécanisme de garantie financière prévu par la présente décision puisque les parties s'accordent sur tous les éléments de leur relation contractuelle – y compris donc les éventuelles garanties ; en outre, dans le cadre de l'*opt out*, les parties ne sont pas tenues d'informer le gestionnaire du réseau des activations de flexibilité réalisées dans ce cadre, alors que c'est, comme on le verra, sous le contrôle du gestionnaire du réseau que cette garantie financière sera constituée.

40. La CREG préconise que la garantie financière prenne uniquement la forme d'une garantie bancaire.

41. La négociation d'une garantie financière entre le FSP et chacun des fournisseurs peut s'avérer fastidieuse et coûteuse et donc constituer une barrière à l'entrée. En revanche, la constitution d'une seule garantie par FSP rend possible le contrôle de ses modalités et de son montant par une entité unique, à savoir le gestionnaire du réseau.

Dès lors, la CREG préconise qu'une seule garantie financière soit constituée pour l'ensemble des fournisseurs dans le portefeuille desquels le FSP est actif.

42. Selon la CREG, aucune activation de la flexibilité ne pourra être autorisée par le gestionnaire du réseau à la demande d'un FSP tant que ce FSP n'aura pas constitué une garantie bancaire répondant aux exigences de la présente décision. La CREG propose dès lors que la constitution d'une telle garantie bancaire soit un préalable – une condition suspensive – à l'entrée en vigueur de la relation liant le gestionnaire du réseau et le FSP. Il appartiendra ainsi au gestionnaire du réseau de contrôler la réalité

[21] C'est-à-dire les réductions du prélèvement du client final source.

et la conformité de la garantie bancaire constituée par le FSP, et ce, même si la garantie bancaire est conçue au bénéfice des fournisseurs, aux fins de garantir le paiement des sommes dues à leur profit par le FSP dans le cadre du mécanisme de transfert d'énergie. Cette garantie ne sera appelable qu'à la suite d'une condamnation du FSP à régler certaines sommes à un ou plusieurs fournisseurs ; elle devra être émise par une institution financière bénéficiant d'un *rating* suffisant.

Le FSP sera tenu d'adapter, selon les modalités qu'il décide, le montant de la garantie bancaire pour que celle-ci ne soit pas inférieure au seuil défini ci-dessous, et ce, pendant toute la durée de son activité de FSP ainsi que pour toute la période d'exécution de ses obligations liées à cette activité. Il dispose pour cela de la formule de calcul et des sources d'informations utilisées par Elia pour le contrôle de la garantie, et peut dès lors à tout moment vérifier la conformité du montant de la garantie constituée.

Aux fins d'assurer la bonne exécution du transfert d'énergie, le gestionnaire du réseau devra contrôler régulièrement le niveau de cette garantie, et refuser toute activation de flexibilité à un FSP qui ne respecte pas ses obligations en la matière. Si le FSP passe outre cette interdiction et continue d'activer des volumes de flexibilité alors que sa garantie financière n'est pas suffisante, il s'expose notamment à la rupture du contrat avec le gestionnaire du réseau.

Une exception à ce refus d'activation doit être prévue dans le cadre des contrats de fourniture de services auxiliaires contenant un engagement de disponibilité de la capacité. En effet, dans le but d'assurer la sécurité du réseau, il ne sera pas possible pour le gestionnaire du réseau d'interrompre un contrat de fourniture de réserve tertiaire en cours. Le montant de la garantie devra donc en tenir compte. Il pourra en revanche refuser la participation du FSP en défaut de garantie à l'enchère mensuelle suivante de réserve tertiaire.

Ce dispositif limite la mission du gestionnaire du réseau en la matière au contrôle régulier du niveau de la garantie. La responsabilité de constituer une garantie d'un niveau adéquat relève du FSP.

3.2. MONTANT DE LA GARANTIE FINANCIÈRE

43. Le montant de la garantie financière à constituer est obtenu en multipliant un volume activé (MWh) par un prix (€/MWh) (tenant compte d'un seuil minimum).

3.2.1. Détermination du volume

44. Le montant de la garantie doit être déterminé dans le but d'assurer au fournisseur qu'il percevra bien la compensation qui doit lui être versée par le FSP dans le cadre des réductions du prélèvement net impliquant un transfert d'énergie qui n'ont pas encore fait l'objet d'une facturation (hors *opt out*).

45. Tant le FSP que le gestionnaire du réseau disposent de différentes informations au sujet du volume des réductions de prélèvement non encore facturé. En effet, dans le cadre d'un ToE (hors *opt out*), le FSP est tenu de communiquer au gestionnaire du réseau la puissance par quart d'heure qu'il compte activer sur chaque point de livraison. Le gestionnaire du réseau communique par ailleurs au FSP, dans les 15 jours ouvrables suivant la fin du mois considéré la valeur non validée du volume activé à la hausse et celle du volume activé à la baisse par point de livraison et, au plus tard à la fin du deuxième mois suivant le mois considéré[22], un volume validé au FSP et au fournisseur qui servira de base à la facturation. Le gestionnaire du réseau est donc en mesure d'évaluer à tout moment la puissance totale quart horaire des activations à la baisse réalisées, mais non encore facturées par le

[22] Proposition du gestionnaire du réseau concernant les règles organisant le transfert d'énergie prises en application de l'article 19bis, §2 de la loi électricité. A adapter en fonction de la version finale du contrat ARP.

fournisseur. De plus, tenant compte du fait qu'un contrat mensuel de fourniture de services auxiliaires en cours ne peut être suspendu lorsqu'un défaut de garantie est identifié, le volume des activations futures réalisées jusqu'à son terme doit également être couvert. Ce volume doit être estimé.

46. Tenant compte du fait que la facturation est établie sur la base de données validées et ne peut dès lors avoir lieu qu'au début du troisième mois qui suit la prestation et du fait qu'un contrat de fourniture mensuel de services auxiliaires ne peut être interrompu, la garantie financière doit donc couvrir une période de quatre mois.

47. La position du FSP pour un mois est égale à la somme des volumes activés pendant ce mois, tenant compte des données les plus précises disponibles au début du mois où le contrôle est effectué, soit pour le mois M-3, les données validées, pour le mois M-2 les données non validées, pour le mois M-1 les données notifiées et pour le mois M, les données estimées.

La définition précise de la formule ainsi que le calendrier détaillé de transmission des données figurent à l'annexe 2.

L'estimation de la position du mois M doit être établie à partir de données connues des deux parties (Elia et le FSP). Elle est obtenue en calculant la moyenne des positions des trois mois qui précèdent.

48. Les dispositions décrites ci-dessus ne sont pas applicables pour les trois premiers mois de la relation contractuelle entre un FSP et le gestionnaire du réseau puisque toutes ces informations ne sont pas disponibles. Des dispositions transitoires sont définies à l'article 20 de la décision. Elles respectent le principe selon lequel les données les plus précises à disposition sont utilisées.

3.2.2. Détermination du prix

49. Puisque la garantie bancaire couvre tant les contrats pour lesquels les parties se sont mises d'accord sur un prix que les contrats pour lesquels le prix par défaut s'applique, la CREG propose d'utiliser un proxy du prix de transfert de 59 €/MWh, proche de la moyenne des prix de transfert par défaut obtenus sur la période 2015-2016 par l'application de la formule de prix proposée par la CREG.

Pour la facilité du calcul, ce montant ne serait revu au 1er janvier que si un écart conséquent est observé avec la moyenne du prix de transfert des douze mois précédant la révision.

3.2.3. Montant minimum de la garantie bancaire

50. L'estimation du montant minimum de la garantie est obtenue en multipliant les positions mensuelles du FSP par le proxy du prix de transfert, et en additionnant les montants ainsi obtenus.

Ce montant minimum correspond, à un moment donné, à une approximation du montant de la compensation non encore facturée à verser par le FSP à l'ensemble des fournisseurs dans le portefeuille desquels il réalise un transfert d'énergie.

De façon à disposer à tout moment d'une garantie minimale de paiement, le montant de la garantie financière ne pourra pas être inférieur à 5.000 €.

3.2.4. Timing du contrôle

51. De façon à limiter le risque d'impayés lorsque la garantie financière n'est plus valablement constituée, il convient d'identifier le problème avant l'organisation d'une nouvelle enchère de puissance de réglage tertiaire sous peine de devoir couvrir les activations d'un mois supplémentaire. Les enchères ayant lieu au plus tôt le douzième jour de chaque mois, le contrôle mensuel de la garantie par le gestionnaire du réseau doit donc avoir lieu au cours des cinq premiers jours du mois, de façon à permettre d'informer les parties concernées par écrit avant le lancement des enchères.

3.3. APPEL À LA GARANTIE BANCAIRE

52. Dans la mesure où la garantie bancaire est constituée au bénéfice d'un ou plusieurs fournisseurs, la question se pose de savoir comment régler le problème d'une demande conjointe ou successive de plusieurs fournisseurs en vue de libérer tout ou partie de la garantie : comment éviter qu'un seul fournisseur ne « vide » la garantie, empêchant les autres fournisseurs d'y accéder à leur tour – en tout cas tant que la garantie n'aura pas été reconstituée par le FSP ?

53. Selon la CREG, le bénéfice que chaque fournisseur est susceptible de tirer de la garantie bancaire constituée par un FSP doit être proportionnel à la position du FSP vis-à-vis de ce fournisseur.

En outre, le montant minimal de la garantie bancaire, tel qu'il est décrit ci-dessus, vise on l'a vu, à couvrir la position globale du FSP (vis-à-vis donc de tous les fournisseurs) pendant une période limitée, à savoir quatre mois. En effet, la CREG considère qu'exiger une garantie bancaire couvrant une position plus importante du FSP serait disproportionné compte tenu de la possibilité offerte aux fournisseurs, par les Clauses standards, de suspendre l'application de ces Clauses en cas d'impayé ; un fournisseur diligent aura donc la possibilité de suspendre l'application de ces Clauses et d'ainsi éviter que les montants à couvrir par la garantie bancaire continuent à croître.

En vertu des Clauses standards, un délai de quatre mois s'écoule entre un transfert d'énergie et la possibilité pour le fournisseur de constater que ce transfert est impayé et d'en tirer les conséquences, à savoir suspendre la relation juridique.

Il convient donc de limiter le bénéfice de la garantie bancaire, pour chaque fournisseur, au montant nécessaire pour couvrir la position du FSP vis-à-vis de ce fournisseur pendant quatre mois.

En outre, à nouveau pour éviter d'imposer au FSP la constitution d'une garantie bancaire disproportionnée, la CREG considère que la garantie ne doit couvrir que les montants dus au principal, à l'exclusion de tout frais quelconque ainsi que des intérêts.

54. Par ailleurs, afin de garantir que la garantie bancaire est toujours valable et suffisante au moment de la décision de justice autorisant sa libération au profit d'un ou plusieurs fournisseurs, il est prévu que l'appel à cette garantie – qui se fait d'abord auprès du gestionnaire du réseau puis auprès de l'institution bancaire qui a émis la garantie – a pour effet de bloquer le montant de la garantie jusqu'à ce qu'une décision de justice intervienne.

4. MODALITES D'APPLICATION DE LA FORMULE DE DETERMINATION DU PRIX DE TRANSFERT PAR DEFAUT

55. L'article 19*bis*, § 4, de la loi électricité prévoit que, « *si la négociation commerciale entre les acteurs du marché n'aboutit pas, et après consultation de ces derniers, la CREG applique la ou les formules de détermination du prix de transfert par défaut* ».

La CREG déduit de l'économie de l'article 19*bis*, §§ 3 à 5, de la loi électricité que son rôle consiste, dans ce cadre, à constater l'absence d'accord entre les parties et à appliquer alors la formule par défaut, définie dans la présente décision. La consultation des parties préalablement à l'application de la formule vise à connaître leur point de vue quant à l'absence d'accord, mais ne porte nullement sur la formule par défaut elle-même.

Afin de faciliter la constatation de l'absence d'accord entre les parties, la CREG considère qu'il est nécessaire de formaliser la procédure de négociation entre elles, ainsi que la prise de décision par la CREG à ce sujet.

Ces règles sont reprises au chapitre 5 de la présente décision.

56. La négociation entre les parties vise à établir un accord cadre indépendant des points de livraison figurant dans le portefeuille du FSP. Cette négociation devrait, selon la CREG, suivre la procédure suivante :

- Le FSP adresse au fournisseur concerné une demande de négociation du prix de transfert ;
- Sauf décision commune des parties de poursuivre la négociation au-delà de ce délai, à défaut d'accord entre les parties dans les trente jours ouvrables, la partie la plus diligente adresse un courrier à l'autre partie constatant l'absence d'accord ;
- À défaut de réponse du fournisseur à la demande de négociation dans un délai de cinq jours ouvrables, le FSP peut constater l'absence d'accord ;
- Si le FSP s'abstient de répondre à une communication du fournisseur dans un délai de cinq jours ouvrables, le FSP est présumé s'être désisté de sa demande de négociation.

57. En cas d'absence d'accord entre les parties, la procédure suivante devrait s'appliquer :

- La partie la plus diligente adresse à la CREG une demande d'application de la formule de prix par défaut ; elle joint à son courrier un dossier reprenant l'ensemble des pièces relatives à la négociation et faisant apparaître l'absence d'accord ;
- Dans un délai de cinq jours ouvrables, la CREG adresse une copie de la demande et des pièces y relatives à l'autre partie, en vue de lui permettre de fournir, dans les cinq jours ouvrables, tout élément d'information complémentaire qu'elle juge utile d'ajouter ; le cas échéant, la CREG adresse une copie de ces informations à la première partie ;
- Dans les vingt-cinq jours ouvrables de la réception de la demande initiale, la CREG adresse aux parties son projet de décision ; celles-ci disposent d'un délai de cinq jours ouvrables pour faire valoir leurs observations sur le projet de décision ;
- La CREG prend sa décision définitive dans les quarante-cinq jours ouvrables de la réception de la demande initiale et la notifie aux parties ainsi qu'au gestionnaire du

réseau. La décision de la CREG est applicable trois jours ouvrables après son envoi aux parties concernées.

- La CREG refuse d'appliquer la formule de détermination du prix de transfert par défaut s'il s'avère que la précédente relation juridique entre ces deux parties (par exemple régie par les clauses standards) a été résiliée, moins de six mois avant l'introduction de la demande de négociation, en raison d'un défaut de paiement du FSP ou d'une méconnaissance de ses obligations en matière de garantie bancaire.
- Après un délai de six mois après la réception de la décision de la CREG, tout acteur concerné peut relancer une procédure de négociation comme décrit ci-dessus. D'un commun accord entre le FSP et le fournisseur, le délai de six mois peut être raccourci.

5. MODELE DE CLAUSES STANDARDS APPLICABLES PAR DEFAUT

58. L'article 19*bis*, § 5, de la loi électricité dispose que « *La commission établit un modèle de clauses standards applicables entre l'opérateur de service de flexibilité et le fournisseur à défaut d'accord sur les modalités de leur relation contractuelle* ». Cette disposition n'est pas commentée dans les travaux préparatoires de la loi du 13 juillet 2017.

Selon la CREG, sa mission consiste à établir des règles supplétives qui s'appliquent, en tout ou en partie, si, dans le cadre d'un transfert d'énergie, le fournisseur et le FSP ne sont pas parvenus à s'entendre sur des dispositions contractuelles.

Pour ce faire, et vu la généralité des termes de l'article 19*bis*, § 5, la CREG a élaboré un ensemble de « Clauses standards » censé constituer un cadre suffisant pour régler la relation entre le fournisseur et le FSP dans son ensemble si aucun contrat n'est conclu. Si les parties ne s'entendent que partiellement sur les modalités de leur relation, les matières non réglées par le contrat seront régies par les Clauses standards.

Vu le caractère supplétif des Clauses standards, les parties peuvent à tout moment s'en écarter d'un commun accord. Dans ces conditions, la manière dont la CREG donne exécution à l'article 19*bis*, § 5, ne porte nullement atteinte à la liberté contractuelle des parties et est pleinement conforme à l'habilitation législative qui lui est donnée[23].

59. Les Clauses standards ont vocation à s'appliquer pour une durée indéterminée, tant que – et à chaque fois que – un transfert d'énergie intervient entre un fournisseur et un FSP qui n'ont pas conclu un contrat réglant les modalités de leur relation. Dans la mesure où la CREG part du principe que les Clauses standards s'appliqueront dans la majorité des cas lorsqu'un accord n'aura pas pu intervenir entre les parties sur le prix du transfert, les Clauses standards entrent en vigueur le troisième jour ouvrable suivant la notification de la décision de la CREG rendant applicable le prix de transfert par défaut.

[23] La CREG tient également à faire remarquer que rien n'empêche le législateur d'habiliter une autorité de régulation à définir, dans un domaine spécifique, des dispositions qui s'écartent du Code civil (à ce sujet, voy. C.C., arrêt n° 130/2010 du 18 novembre 2010).

Les Clauses standards ne pourront toutefois entrer en vigueur que lorsque le gestionnaire du réseau aura constaté que le FSP se conforme aux exigences en matière de constitution d'une garantie financière, telles que posées dans la présente décision.

60. Il est envisageable qu'une des parties soit dans l'impossibilité de se conformer à ses obligations pour des raisons qui échappent à sa volonté et qui ont un caractère insurmontable, c'est-à-dire en cas de force majeure. Le concept de force majeure faisant l'objet d'une jurisprudence abondante, il convient de se référer à cette jurisprudence, et la CREG a estimé ne pas devoir énumérer une liste de situations considérées *a priori* comme des cas de force majeure.

En cas de force majeure, la partie qui y est confrontée est déliée de ses obligations dans la stricte mesure où la situation de force majeure l'empêche de les exécuter. Dès que la situation de force majeure disparaît, la partie en question se voit à nouveau appliquer ses obligations dans leur ensemble.

La partie qui est touchée par une situation de force majeure se voit appliquer une double obligation, à savoir, d'une part, une obligation d'information – informer l'autre partie de la survenance de la force majeure et de sa durée probable, de même que de son évolution – et, d'autre part, une obligation de limiter les effets de la force majeure dans le cadre de sa relation avec l'autre partie.

Si la situation de force majeure se poursuit pendant plus d'un mois et empêche la partie qui y est confrontée d'exécuter ses obligations essentielles, chaque partie peut prendre l'initiative de résilier l'application des Clauses standards par courrier recommandé.

61. En cas de manquement par une partie aux obligations découlant des Clauses standards, il appartient à l'autre partie de saisir le juge (ou le collège arbitral – cf. *infra*) en vue soit de poursuivre l'exécution forcée desdites Clauses, soit d'en prononcer la résiliation de l'application aux torts et griefs de la partie défaillante ; tant que le juge ou le collège arbitral ne s'est pas prononcé, les Clauses standards demeurent d'application.

Dans deux cas spécifiques toutefois, les Clauses standards prévoient que le fournisseur peut suspendre l'application desdites Clauses, à savoir (i) en cas de défaut de paiement et (ii) si le FSP ne respecte pas les exigences posées en matière de garantie financière. Il s'agit d'hypothèses dont la survenance est relativement aisée à contrôler.

Il va de soi que la suspension des Clauses standards ne dispense pas l'opérateur de service de flexibilité de s'acquitter des obligations issues des Clauses standards et nées antérieurement à l'application de ces dernières.

Si, à l'expiration d'un délai déterminé, des mesures satisfaisantes n'ont pas été prises par la partie défaillante, la partie non défaillante aura la possibilité de saisir le juge, soit pour faire prononcer la résiliation de l'application des Clauses standards, soit pour en poursuivre l'exécution forcée.

62. Les Clauses standards prévoient les hypothèses dans lesquelles il peut être mis fin à leur application. C'est notamment le cas si une partie n'exécute pas ses obligations conformément à ce qui est prévu par les Clauses standards. Dans ce cas, la résiliation n'intervient pas de plein droit, mais doit être prononcée par un juge ou un collège arbitral.

Cette résiliation ne porte pas préjudice à la possibilité, en particulier pour le FSP, de solliciter à nouveau l'application d'un transfert d'énergie au-delà de six mois après la résiliation (voir §57, 6è tiret).

Les Clauses standards énumèrent également des cas de résiliation automatique, par exemple en cas de faillite d'une des parties.

63. Comme évoqué ci-avant, en cas de défaillance d'une partie, l'autre partie peut décider de s'adresser au juge (ou à un collège arbitral) en vue de faire exécuter de force les dispositions des Clauses standards pour lesquelles la première partie reste en défaut.

64. Indépendamment de la possibilité pour une partie de poursuivre l'exécution forcée des Clauses standards ou d'en demander la résiliation, l'exécution fautive de ces Clauses est susceptible de causer un dommage à cette partie.

La responsabilité d'une partie ne peut cependant être mise en cause qu'en cas de faute lourde ou de faute intentionnelle (dol) de cette partie. La faute légère ne peut donner lieu à indemnisation.

En cas de faute intentionnelle, la partie préjudiciée est autorisée à demander la réparation intégrale de son préjudice. En revanche, en cas de faute lourde, le montant de la réparation est plafonné, et sont également exclus dans ce cas les dommages qualifiés d'indirects comme, par exemple, le manque à gagner ou la perte de revenus.

65. La CREG a opté, dans le cadre des Clauses standards applicables au ToE, pour une facturation mensuelle des volumes visés par un transfert d'énergie. Le volume visé est communiqué par le gestionnaire du réseau.

Les Clauses standards définissent également les modalités de paiement, d'application des intérêts de retard, de contestation des factures et de recouvrement des sommes dues en cas d'impayés.

66. En matière de confidentialité, les parties doivent garantir la confidentialité des informations échangées pendant cinq ans à compter de la réception de ces données. Les Clauses standards déterminent les cas dans lesquels il peut être passé outre à cette confidentialité – par exemple lorsque l'information est transmise au gestionnaire du réseau ou à la CREG dans le cadre de l'exercice de leurs missions légales ou pour assurer la bonne exécution du contrat à valorisation d'écart.

67. Les Clauses standards constituent un acte de la CREG. Dans ces conditions, c'est à la CREG qu'il revient d'interpréter officiellement lesdites Clauses, par exemple en cas de différend entre parties. Une telle interprétation se fait par voie d'avis, à la demande d'une des parties, et après avoir recueilli l'avis des deux parties.

L'interprétation par la CREG d'une disposition des Clauses standards ne s'impose donc pas aux parties, à la différence de l'interprétation qu'en donnera un juge (ou un collège arbitral), en cas de recours – et sans préjudice également de la possibilité pour la CREG de modifier les clauses standards.

68. Les Clauses standards contiennent encore des dispositions complémentaires relatives (i) à la cession des droits et obligations issues desdites Clauses, (ii) à la divisibilité des Clauses en cas d'annulation ou de déclaration d'illégalité d'une d'entre elles, (iii) à la modification des Clauses par la CREG, (iv) au droit (belge) applicable, (v) à la résolution des litiges et (vi) à la correspondance entre parties.

En particulier, le règlement des litiges se fait, au choix de la partie la plus diligente, soit par le tribunal de commerce de l'arrondissement de la partie défenderesse, soit par un collège arbitral composé de membres du Centre belge pour l'étude et la pratique de l'arbitrage national et international (Cepani).

6. RAPPORT DE CONSULTATION

69. Conformément à son règlement d'ordre intérieur, la CREG a soumis son projet de décision à une consultation publique qui s'est tenue entre le 9 février et le 2 mars 2018.

La CREG a reçu cinq réponses non confidentielles émanant de Febeg, Febeliec, REstore, Elia et TeaMWise. La CREG remercie les acteurs ayant participé à la consultation.

La CREG prend bonne note de ces réponses. Dans le présent chapitre, la CREG s'attache à analyser les réponses ayant directement trait à la mise en œuvre de l'article 19*bis*, §§ 3 à 5 de la loi électricité, en les regroupant pas thèmes.

6.1. FORMULE DE DÉTERMINATION DU PRIX DE TRANSFERT PAR DÉFAUT

70. Dans sa réponse, **Febeliec** note l'oubli de parenthèses dans la retranscription de la formule du prix de transfert par défaut à l'article 3 de la décision.

La CREG a apporté la correction nécessaire. Celle-ci, ainsi que l'explication fournie au paragraphe 28 apportent la clarification demandée relative au mode d'application de la composante asymétrique.

71. Dans sa réponse, **REstore** ne formule pas d'objection majeure relative au niveau de prix de transfert mais estime que la prise en compte de la marge commerciale n'est pas légitime, la consommation étant, dans la majorité des cas, simplement différée et que l'ajout d'une composante asymétrique n'est pas suffisamment étayé. REstore propose dès lors que la possibilité de revoir ces points soit mise en évidence dans la formulation de l'article 4 de la décision. Dans ce but, REstore suggère de mentionner explicitement à l'art. 4 de la décision, que l'évaluation de la formule de prix de transfert *« inclus notamment l'impact de la prise en compte de la marge commerciale de 5 % et de l'asymétrie de 5 % sur une potentielle entrave à l'espace économique effectif de la demande »*.

La CREG estime que cette précision n'est pas utile dans la mesure où la formulation n'est pas limitative.

72. Dans sa réponse, **Febeg** estime que la formule de prix par défaut proposée ne reflète pas suffisamment le fait que la flexibilité concerne un segment spécifique de grands clients pour lesquels les fournisseurs développent une stratégique de *sourcing* davantage axée sur les marchés de court terme et propose de réduire la part des indices de marché à long terme de 73 % à 60 %.

La CREG tient tout d'abord à rappeler que la formule de calcul du prix de transfert par défaut est une solution *fall back* et que le modèle de base est celui de la négociation du prix de transfert entre le FSP et le fournisseur. Dès lors, la CREG invite les fournisseurs à mettre tout en œuvre pour que la négociation aboutisse.

Ensuite, la CREG souligne que la part variable des prélèvements a bien été calculée sur les seuls prélèvements opérés sur le réseau du gestionnaire de réseau (réseau de transport et réseau 30-70 kV).

Enfin, la CREG note qu'elle a, comme mentionné en note de bas de page 16, privilégié l'indice de marché mensuel à l'indice trimestriel pour tenir compte du profil flexible des clients à l'origine d'un transfert d'énergie.

La CREG estime donc avoir suffisamment pris cet aspect en compte.

Febeg estime également que la formule de prix devrait contenir une composante incertaine au moment de l'activation. Pour pallier cette insuffisance, FEBEG propose d'ajouter, comme facteur d'incertitude, le prix de *balancing* dont le poids serait de 10 %.

La CREG estime qu'il doit y avoir une incertitude au moment de la négociation mais elle a exposé au § 25 les raisons pour lesquelles elle considère qu'il n'est pas opportun de maintenir cette incertitude au moment de l'activation.

Par ailleurs, elle considère que la prise en compte d'un approvisionnement à hauteur de 10 % sur le marché du balancing ne reflète pas la stratégie d'approvisionnement d'un fournisseur/BRP dont la nomination doit être en équilibre en *day ahead* et ne devrait donc pas systématiquement dévier de 10 % en temps réel. Le marché du balancing est en effet conçu pour couvrir une erreur de prévision d'un fournisseur, pas pour fournir 10 % de la consommation de ses clients. La CREG reconnaît que le fournisseur peut être exposé au tarif de déséquilibre, mais elle juge que cette exposition présente un caractère aléatoire et que l'on peut dès lors considérer que les variations à la hausse et à la baisse s'équilibrent. Partant du fait que, selon le principe du *single marginal price* appliqué sur le marché du balancing, le prix à la hausse est le même que le prix à la baisse, l'impact sur le coût du *sourcing* peut donc être considéré comme négligeable.

Febeg estime également que la marge de 5 % devrait passer à 15 %, sans toutefois intégrer cette valeur dans la formule alternative de calcul du prix proposée.

Febeg suggère que la formulation du § 31, al. 2 relatif aux modalités de révision de la formule de prix par défaut, soit revue pour prévoir une adaptation non pas après un an à la condition qu'un défaut de conception soit constaté, mais après un an ou si un défaut de conception est constaté. La CREG n'est pas en faveur de cette adaptation dans la mesure où elle offrirait aux acteurs du marché la possibilité de bloquer le système à leur gré. La CREG rappelle également les multiples consultations quelle a organisées avec les acteurs avant la prise de sa décision, ce qui limite le risque d'un défaut majeur de conception à court terme.

73. Dans sa réponse, **TeaMWise** estime que le volume d'activation agrégé transmis par Elia dans le cadre de la compensation financière devrait être communiqué non pas par couple FSP-fournisseur, mais par combinaison FSP-fournisseur-ARP. La CREG n'en voit pas l'utilité dans la mesure où les seules parties impliquées dans la compensation financière sont le FSP et le fournisseur du client final source.

TeaMWise estime que le poids de 27 % accordé à l'indice de marché *day ahead* est trop faible et qu'un poids de 50 % serait plus approprié tenant compte du fait que la valeur de l'énergie activée dépend fortement du moment de l'activation, mais note que la négociation bilatérale permet, si nécessaire, de déroger à la formule par défaut. La CREG n'estime donc pas nécessaire de modifier le poids de cet indice.

Tout comme REstore, TeaMWise considère que la marge commerciale du fournisseur ne devrait pas être compensée tenant compte du report fréquent de la consommation. La CREG a analysé la problématique de l'effet rebond dans son étude 1459 et a conclu que l'effet rebond, s'il était avéré, sortait du cadre du modèle de transfert d'énergie et, pour ce qui concerne les aspects commerciaux, devait être réglé par voie contractuelle. De plus, la CREG a donné l'occasion aux acteurs du marché d'apporter des données concrètes objectivant l'effet rebond et n'en a reçu aucune. Elle maintient donc sa décision de prendre en compte une marge.

6.2. DISPOSITIF RELATIF AU CONTRAT VALORISANT L'ÉCART ENTRE LA NOMINATION ET LA POSITION RÉELLE DU CLIENT FINAL

74. Dans sa réponse, **Febeliec** propose une solution alternative qui consisterait à corriger la mesure du prélèvement du client final source pour y ajouter l'énergie activée. Dans son étude 1459, la CREG a motivé au § 100 les raisons pour lesquelles elle n'a pas retenu cette option.

75. **Elia** ainsi que **TeaMWise** notent une erreur matérielle au § 36, al. 2, de la version néerlandaise du projet de décision. A la fin de la phrase, *netbeheerder* doit être remplacé par *leverancier*. La correction a été apportée.

76. Dans sa réponse, **Febeg** estime que ce type de contrat représente une forme de flexibilité implicite et devrait donc être exclu du transfert d'énergie. La CREG considère que cette proposition n'est pas conforme à la loi. Par ce contrat le fournisseur permet à son client de valoriser sa flexibilité. La loi reconnaît à ce client le droit de valoriser sa flexibilité via l'opérateur de service de flexibilité de son choix. Dès lors, s'il choisit de faire appel à un tiers, les activations de flexibilité répondent bien à la définition du transfert d'énergie.

Febeg estime par ailleurs que le contrat à valorisation d'écart devrait également couvrir les clients exposés au prix *day ahead* et les clients partiellement exposés au tarif de déséquilibre. La CREG ne perçoit pas la raison pour laquelle les clients exposés au prix *day ahead* devraient faire l'objet de dispositions particulières si l'écart entre leur position réelle et leur nomination n'est pas valorisé contractuellement, dans la mesure où le fournisseur n'est dans ce cas exposé à aucun risque lié à un engagement de verser un revenu de déséquilibre.

Pour ce qui concerne l'exposition partielle, le mécanisme est également valable. Le fournisseur reçoit le volume de services auxiliaires fourni par un point de livraison couvert partiellement par un contrat à valorisation d'écart, pour autant que l'exposition partielle signifie soit l'exposition d'une partie de l'écart entre la position réelle et la nomination au tarif de déséquilibre, soit l'exposition de l'ensemble de cet écart à un prix dont un certain pourcentage est constitué par le tarif de déséquilibre.

Febeg se demande quelles seraient les conséquences si le FSP ne donne les données de flexibilité par point de livraison. La CREG estime que dans ces conditions, le gestionnaire du réseau ne sera pas en mesure d'autoriser le transfert d'énergie sur ces points.

Febeg fait part des désagréments qui résulteront selon elle de ses dispositions telles que la nécessité d'adapter le contrat, des coûts d'implémentation à supporter par le fournisseur, ainsi que l'impossibilité de mise en œuvre pour le premier trimestre de 2018. Le dispositif proposé par la CREG vise à faire appliquer une disposition légale tout en préservant les intérêts du fournisseur. La suggestion émise au sujet d'une adaptation de la formule contractuelle est dans l'intérêt du fournisseur. Celui-ci est bien entendu libre de ne pas adapter son contrat. Par ailleurs, ce dispositif vise un nombre réduit de contrats, consiste en une simple soustraction et les fournisseurs disposent de près de trois mois supplémentaires pour la mettre en œuvre, le transfert d'énergie n'entrant pas en vigueur avant le 15 mai 2018.

6.3. MÉCANISMES DE GARANTIES FINANCIÈRES ET CONTRACTUELLES À OBTENIR DE L'OPÉRATEUR DE SERVICE DE FLEXIBILITÉ

77. Dans sa réponse, **Febeliec** indique que le § 48 du projet de décision se réfère à l'article 20 de la décision alors qu'elle ne contient que 12 articles. Ce faisant, Febeliec a confondu la décision proprement dite – qui contient 26 articles – avec les clauses standards reprises en annexe 1 et qui ne contiennent effectivement que 12 articles. La formulation du § 48 ne doit donc pas être adaptée.

78. Dans sa réponse, **Elia** propose de réaliser le contrôle de la garantie bancaire non pas au cours des cinq premiers jours du mois, mais au cours des quinze premiers jours, de façon à réaliser ce contrôle en même temps que la validation des données de balancing. La CREG ne peut accepter cette proposition dans la mesure où la non-conformité d'une garantie doit être identifiée avant l'organisation d'une nouvelle enchère de puissance de réglage tertiaire qui peut avoir lieu le douzième jour du mois ; si l'on acceptait la proposition d'Elia, soit la garantie bancaire devrait couvrir un mois de plus (c'est-à-dire cinq mois au lieu de quatre), ce qui constituerait un frein à l'exercice de l'activité de FSP, soit il faudrait amener Elia à ne pas activer la flexibilité contractée avec un acteur dont la garantie serait jugée insuffisante suite au contrôle, ce qui ne permettrait pas à Elia de disposer du volume nécessaire de réserves.

Elia suggère également, pour le calcul du montant de la garantie bancaire, de remplacer, pour le mois m-1, les volumes d'activation notifiés par le FSP par les volumes de flexibilité demandés par Elia. La CREG ne retient pas cette proposition dans la mesure où elle ne pourrait s'appliquer qu'aux marchés sur lesquels le gestionnaire du réseau est acheteur de la flexibilité, alors que la proposition de la CREG a vocation à s'appliquer à l'ensemble des marchés pour lesquels un transfert d'énergie peut avoir lieu.

Elia suggère en outre d'associer, dans le but de réduire la charge administrative des FSP, un montant fixe de garantie à une fourchette de volume de flexibilité activé à l'instar du mécanisme qu'elle a mise en place dans le cadre du contrat ARP. Dans sa décision, la CREG fixe le montant minimum de la garantie que le FSP doit avoir constituée à un moment donné mais souhaite lui laisser la liberté du choix des modalités pratique qu'il compte mettre en place pour atteindre l'objectif, dont éventuellement l'utilisation de paliers. La CREG estime qu'il s'agit de la meilleure façon de limiter les charges administratives et ne retient donc pas cette proposition.

Enfin, **Elia** estime que la formulation de l'article 15 de la décision (qui impose la constitution d'une garantie bancaire par tout FSP à défaut d'avoir conclu un accord d'*opt out*) devrait préciser qu'il n'est applicable « *qu'à des situations de marché avec un opt out explicite, afin d'éviter qu'un BRP qui active de la flexibilité dans son propre portefeuille soit considéré* [sic.] *comme un offreur sans opt out et doivent donc également constituer une garantie bancaire* ». Cette remarque est difficilement compréhensible, puisque la situation qu'Elia voudrait éviter risque précisément de survenir si l'on considère que l'obligation de constituer une garantie bancaire existe à défaut d'accord d'*opt out* explicite. Selon la CREG, le risque soulevé par Elia n'existe pas dans la mesure où la situation décrite ne relève pas du transfert d'énergie au sens où ce concept est défini par l'article 19*bis*, § 2, de la loi électricité.

79. Dans sa réponse, **REstore** formule deux propositions dans le but de réduire le montant de la garantie bancaire ;

- d'une part, de tenir compte du solde des activations à la hausse et à la baisse du FSP. Selon la CREG, cette proposition ne peut être retenue dans la mesure où les activations à la baisse et à la hausse feront l'objet de facturations scindées, chaque partie facturant à l'autre le montant qui lui est dû. Dès lors, et conformément à l'article 19*bis*, § 4, de la loi électricité, la garantie bancaire doit porter sur la totalité des activations à la baisse dont le FSP est redevable envers le fournisseur ;

- d'autre part, par analogie avec le cadre réglementaire existant en France, REstore suggère qu'Elia tienne compte, lors d'une activation à la baisse, du montant que le FSP va percevoir de sa part (supérieur au montant dû au FSP) et sur lequel il pourrait prélever une partie de la garantie. La CREG ne peut retenir cette suggestion pour deux raisons ; d'une part, ceci ne vaudrait que pour les marchés sur lesquels Elia est l'acheteur de la flexibilité ; d'autre part parce que, dans le dispositif belge, le seul rôle dévolu au gestionnaire du réseau est de contrôler ponctuellement le niveau de la garantie, il ne sert nullement d'intermédiaire financier.

80. **TeaMWise** estime qu'il devrait être possible pour les parties de s'écarter du dispositif relatif à la garantie bancaire. La CREG note qu'il est effectivement possible d'y déroger, mais seulement via l'*opt out*. Envisager l'exclusion de cas particuliers comme le propose TeaMWise rendrait le contrôle centralisé de la garantie impossible ; une telle exclusion serait en outre contraire à l'article 19*bis*, § 3, 3°.

TeaMWise estime également que le mécanisme de garantie bancaire devrait aussi être appliqué aux fournisseurs. La CREG est d'avis que le cadre légal ne le permet pas, l'article 19bis, § 3, 3° ne mentionnant que les garanties financières à obtenir de l'opérateur de service de flexibilité.

Enfin, TeaMWise plaide pour une réduction de la période de quatre mois pour laquelle la garantie bancaire doit être constituée. La CREG tient à souligner le contexte particulier de la relation entre le FSP et le fournisseur dans le cadre d'un transfert d'énergie, en ce que le fournisseur n'est en principe pas demandeur de l'intervention d'un tiers dans son portefeuille de clients. La CREG a donc conçu son mécanisme pour qu'en contrepartie, le fournisseur puisse bénéficier d'une garantie de paiement de la totalité des sommes couvrant les activations de flexibilité intervenues avant qu'il ne puisse suspendre ces activations en constatant un défaut de paiement. Conformément aux clauses standards, cette suspension peut intervenir, si le fournisseur est diligent, au quatrième mois suivant la flexibilité activée mais non payée ; la garantie bancaire doit donc être suffisante pour couvrir une période de quatre mois.

81. Dans sa réponse, **Febeg** estime que le prix en €/MWh utilisé pour le calcul du montant de la garantie bancaire à constituer est insuffisant puisqu'il ne tient compte que d'un proxy du prix de transfert et devrait être augmenté d'au moins 20 % pour assurer la couverture de la totalité de l'exposition financière du fournisseur. Febeg souhaiterait également que le fournisseur ait le droit de rompre le contrat quand le montant de la garantie n'est pas représentatif du risque auquel il est exposé.

Comme elle l'indique au § 53, alinéa 2, la CREG estime qu'exiger une garantie financière supérieure serait disproportionné compte tenu de la possibilité offerte aux fournisseurs par les clauses standards de suspendre l'application de ces clauses en cas d'impayé et du dimensionnent de la garantie minimum sur la base d'une approximation de la totalité des activations à la baisse non encore facturées.

82. Compte tenu du fait que, dans le projet de la CREG, une seule garantie est constituée au bénéfice de plusieurs fournisseurs, Febeg considère que le texte est peu clair en ce qui concerne le recouvrement de la dette ainsi qu'en matière de confidentialité. Dans la mesure où une décision de justice/arbitrale donnant accès à la garantie bancaire peut intervenir après la fin de la durée minimale de validité de la garantie fixée à un an et dans la mesure où les fournisseurs n'ont, compte tenu du rôle attribué à Elia, pas la possibilité de véritablement contester les volumes de flexibilité activés, Febeg propose que la garantie bancaire soit appelable à première demande de façon irrévocable et inconditionnelle.

La CREG comprend la préoccupation de Febeg au sujet de la garantie bancaire. Toutefois, le choix fait par la CREG d'une garantie bancaire appelable uniquement sur la base d'une décision juridictionnelle ne doit pas être remis en cause, dans la mesure où cette solution maintient l'équilibre entre les

obligations des FSP et celles des fournisseurs ; instituer une garantie bancaire à première demande permettrait aux fournisseurs d'abuser de leur position et est en outre difficilement compatible avec l'option retenue d'une seule garantie bancaire au profit d'une pluralité de fournisseurs. Cela étant, un tel choix exige que la garantie bancaire puisse véritablement garantir le paiement des volumes de flexibilité activés et donne dès lors suffisamment de sécurité aux fournisseurs. À cet égard, il convient donc de faire en sorte que la garantie soit encore valable et suffisante au moment où le juge (ou le collège arbitral) décide qu'elle peut être libérée au profit d'un ou plusieurs fournisseurs. En ce sens, l'article 23 de la décision est légèrement adapté en vue de préciser que, dès le moment où il est fait appel à la garantie bancaire (c'est-à-dire lorsque l'impayé est constaté et qu'une action en justice est introduite), le montant de la garantie reste bloqué jusqu'à la décision autorisant, le cas échéant, sa libération.

83. Febeg souhaiterait également que le contrôle de la garantie soit réalisé non pas une fois par mois (en fonction du calendrier actuel des enchères de réserve tertiaire), mais à chaque nouvelle enchère de service auxiliaire. La CREG estime que cette demande est déraisonnable. En effet, une contractualisation journalière de services auxiliaires impliquerait un contrôle journalier de la garantie. Ceci génèrerait des coûts administratifs disproportionnés.

6.4. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA FORMULE DE DETERMINATION DU PRIX DE TRANSFERT PAR DÉFAUT

84. Dans leur réponse, **Febeliec, REstore** et **TeaMWise** estiment que le délai de constatation par la CREG de l'absence d'accord entre le fournisseur et le FSP est trop important. En particulier, Febeliec et REstore considèrent qu'une période de dix jours ouvrables pour que la CREG transmette le dossier à l'autre partie est exagérée. Selon REstore, la décision de la CREG ne devrait pas être prise au-delà de trente jours ouvrables suivant la réception de la demande d'application de la formule de détermination du prix de transfert. REstore estime également qu'en l'absence de réponse au courrier de la CREG de la partie à l'égard de laquelle la demande d'application de la formule est requise, la CREG devrait être à même de prendre sa décision plus rapidement.

La CREG est consciente que les délais mentionnés aux articles 10 et suivants de sa décision ont pour effet d'allonger la procédure de constatation de l'absence d'accord entre le fournisseur et le FSP. Il convient ce faisant de tenir compte des exigences légales et réglementaires qui s'attachent à la prise de décision de la CREG. En particulier, conformément à l'article 23, § 2*bis*, de la loi électricité, la CREG doit offrir aux entreprises d'électricité de faire valoir leurs commentaires préalablement à la prise d'une décision les concernant. Dans ces conditions, tout projet de décision doit, sauf exception, être transmis pour commentaires aux parties intéressées – et ce, quand bien même une des parties se serait abstenue de réponse à la demande initiale. En outre, les commentaires reçus dans le cadre d'une consultation doivent faire l'objet d'un traitement transparent, ce qui a nécessairement pour effet d'allonger la procédure. Enfin, la procédure ainsi suivie nécessite un double passage au Comité de direction de la CREG (un pour l'adoption du projet de décision, l'autre pour l'adoption de la décision finale).

Dans ces conditions, la seule possibilité que la CREG entrevoit de réduire la durée de la procédure est de prévoir la transmission du dossier dans les cinq jours ouvrables, au lieu des dix initialement prévus. La décision est adaptée en ce sens.

85. REstore suggère également de supprimer l'obligation faite à la partie qui saisit la CREG de joindre « *un dossier reprenant l'ensemble des pièces relatives à la négociation et faisant apparaître l'absence d'accord* », considérant que c'est au fournisseur que revient la charge de la preuve de l'absence d'accord.

La CREG refuse de modifier en ce sens la décision dans la mesure où elle considère que c'est à la partie qui saisit la CREG d'apporter au moins un début de preuve de l'absence d'accord. Au demeurant, les éléments d'information demandés ne sont pas particulièrement difficiles à réunir (courriers échangés, PV de réunions, e-mails…).

6.5. MODÈLE DE CLAUSES STANDARDS APPLICABLES PAR DÉFAUT

86. D'un point de vue général, **Febeg** considère que la CREG intervient, par la fixation de clauses standards, dans des aspects de droit civil concernant une convention entre deux personnes privées ; une telle intervention n'est pas nécessaire dans la mesure où le droit civil contient déjà des solutions et serait en outre contraire aux compétences de la CREG. Febeg demande donc que les clauses standards se limitent à des aspects propres au transfert d'énergie. Febeg relève également que, selon le mécanisme de l'article 19*bis*, § 5, de la loi électricité, des personnes de droit privé se voient imposer d'appliquer des dispositions contractuelles standards (*i.e.* les clauses standards), ce qui est contraire à la liberté du commerce et de l'industrie.

Selon la CREG, cette argumentation ne peut être retenue. En effet, il résulte clairement de l'article 19*bis* de la loi électricité que le législateur a entendu imposer le transfert d'énergie même lorsqu'une des parties y est opposée. Dès lors, l'application pure et simple du droit civil n'aurait pas permis d'atteindre l'objectif visé, puisque le droit civil présuppose à tout le moins la volonté des deux parties d'entrer en relation. Cette dérogation au droit commun est, d'une part, justifiée au regard de l'objectif à atteindre et, d'autre part, compensée par la protection que le législateur et la CREG ont entendu donner à la partie qui se voit contrainte d'entrer en relation (notamment par l'obligation de constituer une garantie bancaire). Par ailleurs, le fait que le contenu d'un contrat soit imposé à une personne de droit privé n'est nullement exceptionnel, notamment dans le secteur de l'énergie où les acteurs de marché sont confrontés à de nombreux contrats régulés.

La CREG constate en outre que l'article 19*bis*, § 5, ne limite nullement le champ d'application des clauses standards et qu'en conséquence, il appartient à la CREG de rédiger des clauses portant sur l'ensemble des aspects de la relation entre parties – les parties ayant toujours la possibilité de prévoir d'un commun accord d'autres modalités. Au demeurant, Febeg ne précise pas quelles sont les clauses qui ont strictement trait au transfert d'énergie et quelles sont celles qui n'y ont pas trait.

87. Febeg émet également des commentaires ponctuels sur les clauses standards.

Ainsi, Febeg suggère de préciser, dans l'article 4, que le paiement d'une somme d'argent ne peut jamais être l'objet d'une force majeure. Non seulement la CREG doute de la pertinence de cette affirmation (on peut imaginer par exemple que l'effondrement du système informatique ou l'apparition de virus informatiques dans la chaîne de paiement prive une partie, pendant une durée limitée, de la possibilité de payer une somme d'argent) ; mais elle considère surtout qu'il n'est pas opportun de préciser *a priori* ce qui doit ou ne doit pas être considéré comme un cas de force majeure et en laisse le soin aux cours et tribunaux.

À l'article 5, Febeg estime que la seconde hypothèse de suspension des clauses standards n'est pas claire dans la mesure où le respect des obligations en matière de garantie bancaire est une condition suspensive à l'entrée en vigueur de ces clauses. La CREG précise à ce sujet que, si le respect des obligations en matière de garantie constitue effectivement une condition suspensive à leur entrée en vigueur, la méconnaissance des obligations en la matière peut également survenir en cours de relation, une fois que les clauses standards sont d'application ; dans un tel cas de figure, les clauses standards peuvent être suspendues par la partie non-défaillante.

À l'article 6.4, Febeg suggère d'insérer la précision selon laquelle la résiliation de l'application des clauses standards ne porte pas préjudice aux droits acquis au moment de la résiliation. La CREG a modifié le texte en ce sens.

En matière de responsabilité (article 8 des clauses standards), Febeg considère que le droit commun doit s'appliquer. Selon la CREG, l'article 8 des clauses standards ne s'écarte nullement de la pratique contractuelle en matière d'énergie[24]. Par exemple, l'ensemble des contrats régulés approuvés par la CREG en application de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci ou le contrat standard d'EFET « *concerning the delivery and acceptance of electricity* » contiennent des dispositions de limitation de la responsabilité de même que des plafonds d'indemnisation. L'exclusion des dommages indirects, qui correspond également à la pratique contractuelle, ne s'écarte en outre pas fondamentalement du droit commun de la responsabilité[25].

Enfin, Febeg considère que la possibilité de faire trancher les litiges qui surviendraient à propos de l'exécution des clauses standards soit par le tribunal de commerce, soit par un collège arbitral, entraîne un risque de contradictions et suggère donc de se limiter à une seule instance de recours. La CREG estime à ce propos que les risques de contradictions existent même si seul le tribunal de commerce était désigné comme instance de recours et que ces risques de contradictions, inhérents à tout système juridictionnel, sont placés sont le contrôle ultime de la Cour de cassation. Par ailleurs, il semble qu'imposer une seule instance de recours aurait constitué une dérogation importante au droit au recours effectif, et qu'il n'appartenait pas à la CREG de l'instituer sans un mandat clair du législateur en ce sens.

88. Dans sa réponse, **Febeliec** demande qu'il soit précisé à l'article 4, § 3, des clauses standards quels moyens de communication sont autorisés. La CREG estime que la mention « *par tout moyen de communication approprié* » est préférable dans un contexte de force majeure à une énumération limitative compte tenu du caractère imprévisible de la situation.

6.6. SUJETS NON TRAITÉS

89. Les remarques de **Febeliec** relatives au calendrier de mise en œuvre, les remarques de **Febeliec** et de **REstore** relatives au régime de sanction à prévoir en cas de non notification de la part du FSP ainsi que les considérations de **Febeg** au sujet des clients mesurés on-line relèvent de l'art. 19*bis*, §2 de la loi électricité et seront traités dans ce cadre.

90. Les remarques de **REstore** et **TeaMWise** au sujet de l'impossibilité d'appliquer le dispositif à la flexibilité des moyens de production concernent le cadre légal et sortent donc du champ d'application de l'art. 19*bis*, §§ 3 à 5.

91. Enfin, les critiques de **Febeg** au sujet de la compatibilité de l'article 19*bis* au regard de dispositions normatives supérieures ne doivent pas être traitées puisque ces critiques s'adressent au dispositif légal que la CREG est tenue de mettre en œuvre et que la CREG n'a pas la possibilité de s'y opposer. Ces criques ne peuvent dès lors pas entraîner une modification du texte proposé par la CREG.

[24] Voy. G. BLOCK et alii, « Les consommateurs industriels et leurs contrats d'électricité et de gaz naturel », in *Le nouveau marché de l'énergie*, Anthémis, 2007, pp. 268-270.

[25] Voy., à ce sujet, la décision de la Commission européenne SA.39487 (2016/NN) du 17 mars 2017 en ce qui concerne la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, §§ 69 et s.

7. DECISION

Vu l'article 19*bis*, §§ 3 à 5, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;

Vu la consultation publique qui s'est tenue du 9 février au 2 mars 2018 ;

LA CREG DECIDE :

Chapitre I. – Généralités

Article 1er. Les définitions contenues dans l'article 2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, dénommée ci-après « la loi », s'appliquent à la présente décision.

En outre, pour l'application de la présente décision, il y a lieu d'entendre par :

1° « client final source » : le client final qui valorise sa flexibilité ;

2° « CREG » : la Commission de régulation de l'électricité et du gaz ;

4° « NEMO » : un opérateur désigné du marché de l'électricité en application du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ;

5° « transfert d'énergie » : une activation de flexibilité de la demande telle que défini à l'article 19*bis*, § 2, alinéa 2, de la loi ;

6° « accord d'*opt out* » : un accord conclu entre l'opérateur de service de flexibilité, le fournisseur et leur responsable d'équilibre respectif, réglant tous les aspects liés au transfert d'énergie, à savoir le volume, le prix et l'ensemble des modalités contractuelles, y compris des éventuelles garanties financières.

Chapitre II. – Formule de détermination du prix de transfert par défaut

Art. 2. La formule de détermination du prix de transfert par défaut, telle que définie au présent chapitre, n'est d'application que lorsque l'opérateur de service de flexibilité et le fournisseur ne sont pas arrivés à un accord concernant le prix de l'énergie transférée et que la CREG a constaté cette absence d'accord conformément aux dispositions du chapitre III.

Art. 3. À défaut d'accord entre l'opérateur de service de flexibilité et le fournisseur, le prix de transfert de la flexibilité activée (exprimé en euro/MWh) est déterminé comme suit.

Si le client final est son propre opérateur de service de flexibilité, le prix de transfert est égal au le prix contractuel de fourniture pendant la période d'activation.

Dans tous les autres cas, la formule suivante est appliquée :

Prix de transfert = {[73 % * 1/3 (Cal Y+2 + Cal Y+1 + M+1) + 27 % EPEX spot BE DAM] * 1,05} +/- 5 %

où :

« CAL Y+2 » représente la moyenne des cotations journalières publiées par ICE ENDEX au cours de l'année précédant de deux ans l'année de l'activation pour le produit *baseload* (exprimée en €/MWh) ;

« CAL Y+1 » représente la moyenne des cotations journalières publiées par ICE ENDEX au cours de l'année précédant l'année de l'activation pour le produit *baseload* (exprimée en €/MWh) ;

« M+1 » représente la moyenne des cotations journalières publiées par ICE ENDEX au cours du mois précédant le mois de l'activation pour le produit *baseload* (exprimée en €/MWh) ;

« EPEX spot BE DAM » est la cotation publiée par *EPEX spot Belgium* sur le marché *day ahead* pour l'heure au cours de laquelle l'activation intervient (exprimée en €/MWh).

Tous les indices et prix sont arrondis deux chiffres après la virgule. Lorsque le troisième chiffre après la virgule est inférieur à cinq, le nombre est arrondi vers le bas. Lorsque le troisième chiffre après la virgule est supérieur ou égal à cinq, le nombre est arrondi vers le haut.

En l'absence de cotation sur le DAM, la dernière cotation publiée est utilisée.

Art. 4. La formule de détermination du prix de transfert par défaut est d'application pendant douze mois.

À partir du neuvième mois d'application, elle fait l'objet d'une évaluation par la CREG en concertation avec les acteurs du marché. Au terme de cette évaluation et après consultation des acteurs du marché, la CREG prend la décision, au plus tard le jour anniversaire de l'entrée en vigueur de la formule, d'adapter ou non ladite formule.

Art. 5. La CREG peut adapter la formule de détermination du prix de transfert par défaut en cas d'agrément d'un nouveau NEMO sur le marché belge.

Chapitre III. – Procédure de négociation entre l'opérateur de service de flexibilité et le fournisseur et de constatation par la CREG de l'échec des négociations

Art. 6. Tout opérateur de service de flexibilité désirant procéder à un transfert d'énergie sur un ou plusieurs points de livraison adresse au fournisseur concerné une demande de négociation du prix de transfert. Cette demande mentionne clairement et sans ambiguïté qu'elle constitue une demande de négociation au sens de la présente disposition, en vue de conclure un accord sur le prix de transfert.

Art. 7. A défaut d'accord sur le prix de transfert entre l'opérateur de service de flexibilité et le fournisseur au terme d'un délai de trente jours ouvrables suivant la réception de la demande de négociation visée à l'article 6, la partie la plus diligente adresse un courrier recommandé à l'autre partie constatant l'absence d'accord.

Les parties peuvent toutefois décider, par un accord écrit, de poursuivre la négociation au-delà du délai de trente jours ouvrables.

L'opérateur de service de flexibilité peut également constater l'absence d'accord si le fournisseur s'est, à l'issue d'un délai de cinq jours ouvrables, abstenu de toute réaction suite à la demande de négociation.

Art. 8. Si, dans le délai visé à l'article 7, alinéa 1er, l'opérateur de service de flexibilité s'est abstenu, à l'issue d'un délai de cinq jours ouvrables, de répondre à une communication du fournisseur, il est présumé s'être désisté de sa demande.

Art. 9. En cas d'absence d'accord entre les parties sur le prix de transfert, la partie la plus diligente adresse à la CREG une demande d'application de la formule de détermination du prix de transfert par défaut ; elle joint à son courrier un dossier reprenant l'ensemble des pièces relatives à la négociation et faisant apparaître l'absence d'accord.

Art. 10. Dans un délai de cinq jours ouvrables suivant la réception de la demande d'application du prix de transfert par défaut visée à l'article 9, la CREG adresse une copie de la demande et des pièces y relatives à l'autre partie, en vue de lui permettre de fournir, dans les cinq jours ouvrables de la réception, tout élément d'information complémentaire qu'elle juge utile d'ajouter ; le cas échéant, la CREG adresse une copie des informations reçues à la première partie ;

Art. 11. Dans les vingt-cinq jours ouvrables de la réception de la demande initiale, la CREG adresse aux parties son projet de décision ; celles-ci disposent d'un délai de cinq jours ouvrables à dater de la réception du projet de décision pour faire valoir leurs observations sur ledit projet.

Art. 12. La CREG prend sa décision définitive dans les quarante-cinq jours ouvrables de la réception de la demande initiale, la notifie aux parties et en informe le gestionnaire du réseau.

La CREG rejette la demande d'application de la formule de détermination du prix de transfert par défaut si celle-ci est introduite par un opérateur de service de flexibilité à l'égard duquel le fournisseur démontre que la précédente relation juridique qu'il entretenait avec lui a été résiliée, moins de six mois avant l'introduction de la demande de négociation, aux torts et griefs de l'opérateur de service de flexibilité.

La décision de la CREG visée à l'alinéa 1er est applicable trois jours ouvrables après sa notification aux parties concernées.

Art. 13. Pour l'application du présent chapitre, toute communication est réputée être réceptionnée par son destinataire trois jours ouvrables après la date d'envoi de celle-ci (date de la poste), sauf si elle est faite par courrier recommandé avec accusé de réception.

Art. 14. A l'expiration d'un délai de six mois suivant la notification de la décision de la CREG visée à l'article 12 ou 13, chaque partie peut réintroduire une demande de négociation au sens de l'article 6. D'un commun accord entre l'opérateur de service de flexibilité et le fournisseur, ce délai de six mois peut être raccourci.

Chapitre IV. – Règles relatives à la garantie bancaire à fournir par l'opérateur de service de flexibilité

Art. 15. À défaut d'avoir conclu un accord d'*opt out*, tout opérateur de service de flexibilité est tenu de fournir une garantie financière au gestionnaire du réseau, sous la forme d'une garantie bancaire qui satisfait aux conditions du présent chapitre.

Sans préjudice de l'article 23, alinéa 2, la garantie bancaire est constituée au bénéfice du ou des fournisseurs avec le(s)quel(s) l'opérateur de service de flexibilité entre en relation dans le cadre d'un transfert d'énergie ou d'un ensemble de transferts d'énergie ; elle vise à assurer, dans ce cadre, la correcte exécution, par l'opérateur de service de flexibilité, de ses obligations financières vis-à-vis du ou des fournisseurs.

Art. 16. Pour être valable, la garantie bancaire doit être émise par une institution financière satisfaisant aux critères de rating officiel minimum de « BBB » délivré par l'agence de notation Standard & Poors (« S&P ») ou d'un rating officiel minimum de « Baa2 » délivré par l'agence de notation Moody's Investor Services (« Moody's »).

En cas de perte de ce rating minimum par l'institution financière ayant émis la garantie, l'opérateur de service de flexibilité fournit au gestionnaire du réseau, dans un délai de vingt jours ouvrables suivant la perte du rating par la première institution financière, une nouvelle garantie délivrée par une autre institution financière remplissant les conditions mentionnées ci-avant.

Art. 17. L'entrée en vigueur de la relation juridique entre le gestionnaire du réseau et l'opérateur de service de flexibilité dans le cadre d'un transfert d'énergie ou d'un ensemble de transferts d'énergie est conditionnée à la présentation, par ce dernier, d'une garantie bancaire répondant aux conditions du présent chapitre.

Art. 18. La garantie bancaire a une durée minimum d'une année calendrier.

L'opérateur de service de flexibilité fournit au gestionnaire du réseau, au moins trente jours calendrier avant l'échéance de la garantie bancaire existante, soit la preuve que l'institution financière qui a délivré la garantie bancaire initiale a prolongé la durée de cette garantie sans autre modification, soit une nouvelle garantie bancaire qui répond à toutes les conditions du présent chapitre.

Art. 19. § 1er. Le montant minimal requis de la garantie bancaire est calculé sur la base de quatre positions mensuelles de l'opérateur de service de flexibilité, exprimées en MWh. Ces positions mensuelles représentent le volume activé par cet opérateur impliquant une réduction du prélèvement net dans le cadre du transfert d'énergie au cours des trois derniers mois écoulés et du mois en cours.

À cet effet, pour la détermination de chaque position mensuelle lors des trois derniers mois écoulés, il est tenu compte par ordre de préférence :

1° des données validées par le gestionnaire du réseau et transmises par celui-ci à l'opérateur de service de flexibilité;

2° des données transmises à l'opérateur de service de flexibilité par le gestionnaire du réseau mais non encore validées par celui-ci;

3° des données d'activation par l'opérateur de service de flexibilité notifiées par celui-ci au gestionnaire du réseau.

Pour le mois en cours, il est présumé que la position mensuelle représente la moyenne des positions mensuelles des trois derniers mois écoulés.

§ 2. Pour déterminer le montant minimal requis de la garantie bancaire, il est appliqué à la position mensuelle de l'opérateur de service de flexibilité un montant en €/MWh pour ce mois, correspondant à une approximation du prix de transfert par défaut, en application de la formule contenue à l'article 3.

Pour chaque mois à partir de la date d'entrée en vigueur de la présente décision, ce montant est égal à 59 €/MWh.

Le montant minimal requis de la garantie bancaire est la somme des quatre montants mensuels ainsi obtenus.

§ 3. En tout état de cause, le montant minimal requis de la garantie bancaire ne peut être inférieur à 5.000 €.

§ 4. La formulation mathématique de détermination du montant minimal requis de la garantie bancaire figure en annexe 2 à la présente décision.

Art. 20. Par dérogation à l'article 19, § 1er :

1° préalablement à l'entrée en vigueur de la relation juridique entre le gestionnaire du réseau et l'opérateur de service de flexibilité et pendant le premier mois d'activité de l'opérateur de service de flexibilité, la position mensuelle de l'opérateur de service de flexibilité pour chacun des quatre premiers mois d'activité est déterminée par le gestionnaire du réseau sur la base d'une proposition de l'opérateur de service de flexibilité pour chacun de ces mois, et sans que le montant de la garantie bancaire en résultant puisse être inférieur au seuil défini à l'article 19, § 3 ;

2° pour le deuxième mois de la relation juridique entre le gestionnaire du réseau et l'opérateur de service de flexibilité, les positions mensuelles de l'opérateur de service de flexibilité pour chacun des quatre premiers mois correspond à la position mensuelle du premier mois d'activité, sans que la somme des positions mensuelles en résultant puisse être inférieure à celle fixée en application du 1° ;

3° pour le troisième mois de la relation juridique entre le gestionnaire du réseau et l'opérateur de service de flexibilité, la position mensuelle de l'opérateur de service de flexibilité correspond au volume activé lors de chacun des deux premiers mois d'activité et à la moyenne des positions mensuelles des deux premiers mois pour chacun des deux mois suivants, sans que la somme des positions mensuelles en résultant puisse être inférieure à celle fixée en application du 2°.

Art. 21. L'opérateur de service de flexibilité fait en sorte que le montant de sa garantie bancaire soit en permanence égal ou supérieur au montant minimum, défini conformément à l'article 19.

Art. 22. A partir du deuxième mois de sa relation juridique avec l'opérateur de service de flexibilité, le gestionnaire du réseau est tenu de contrôler, dans les cinq premiers jours de chaque mois le respect, par l'opérateur de service de flexibilité, de ses obligations en matière de garantie bancaire.

En cas de méconnaissance, par l'opérateur de service de flexibilité, de ses obligations en matière de garantie bancaire, le gestionnaire du réseau suspend, par courrier recommandé, avec effet immédiat, la relation juridique qui les lie dans le cadre du transfert d'énergie, y compris la participation de l'opérateur de service de flexibilité à des enchères relatives à des produits impliquant un transfert d'énergie, et en informe simultanément les fournisseurs avec lesquels l'opérateur de service de flexibilité est en relation dans le cadre d'un transfert d'énergie. Cette suspension ne porte toutefois pas sur l'application des contrats de réservation de réserve secondaire ou tertiaire en cours au moment du contrôle.

À défaut pour l'opérateur de service de flexibilité d'adapter, dans les dix jours ouvrables à dater de la réception du courrier recommandé, le montant de la garantie bancaire conformément aux dispositions du présent chapitre, le gestionnaire du réseau pourra saisir le juge compétent en vue de résilier la relation juridique qui les lie. À défaut de résiliation, et si l'opérateur de service de flexibilité se met en ordre, le gestionnaire du réseau met fin à la suspension de la relation juridique au maximum [cinq] jours ouvrables après avoir constaté que l'opérateur de service de flexibilité se conforme à nouveau à ses obligations en la matière.

Art. 23. Pour faire appel à la garantie bancaire, le ou les fournisseurs adresse(nt) une demande écrite en ce sens au gestionnaire du réseau qui lui (leur) communique(nt) l'identité et les coordonnées de l'institution financière émettrice à laquelle il(s) doit(vent) s'adresser. L'appel auprès de cette institution se fait également par le biais d'une demande écrite. Le montant faisant l'objet de l'appel reste bloqué entre les mains de l'institution financière émettrice jusqu'à ce que soit présentée à cette institution une décision judiciaire ou arbitrale définitive et exécutoire, condamnant l'opérateur de service de flexibilité au paiement d'une somme d'argent au profit du ou des fournisseurs concernés ou déboutant le ou les fournisseurs concernés.

Chaque fournisseur ne bénéficie de la garantie bancaire qu'en proportion des montants qui lui sont dus au principal par l'opérateur de service de flexibilité couvrant la position de celui-ci vis-à-vis de ce fournisseur pendant une période roulante de quatre mois dont le premier est le mois pour lequel le premier impayé est constaté.

Art. 24. Le gestionnaire du réseau soumet à l'approbation de la CREG un formulaire standard de garantie bancaire répondant aux conditions fixées au présent chapitre.

Chapitre V. – Modèle de clauses standards applicables

Art. 25. À défaut d'accord entre le fournisseur et l'opérateur de service de flexibilité sur les modalités de leur relation contractuelle, les clauses standards figurant en annexe 1 à la présente décision sont d'application.

Chapitre VI. – Disposition finale

Art. 26. La présente décision entre en vigueur le jour de sa publication sur le site Internet de la CREG.

ANNEXE 1

Clauses standards applicables entre l'opérateur de service de flexibilité et le fournisseur a défaut d'accord sur les modalités de leur relation contractuelle

Article 1er. – Définitions

1° « Clauses standards » : les présentes Clauses standards applicables entre l'Opérateur de service de flexibilité et le Fournisseur à défaut d'accord sur les modalités de leur relation contractuelle, prises en application de l'article 19*bis*, § 5, de la Loi ;

2° « Contrat à valorisation d'écart » : contrat par lequel un fournisseur d'électricité valorise, via son responsable d'équilibre, l'écart entre la nomination et la position réelle du client final ;

3° « CREG » : la Commission de Régulation de l'électricité et du Gaz, organisme autonome ayant la personnalité juridique, créée par l'article 23, § 1er, de la Loi ;

4° « Fournisseur » : toute personne physique ou morale qui vend de l'électricité à un ou des client(s) final(s) ;

5° « Garantie financière » : l'engagement qu'une institution financière a pris, à la demande de l'Opérateur de service de flexibilité en vue de garantir, vis-à-vis du Fournisseur, la bonne exécution complète et dans les délais des obligations financières découlant des présentes Clauses standards, dans le respect des conditions définies par la CREG en application de l'article 19*bis*, § 3, 3°, de la Loi ;

6° « Gestionnaire du réseau » : le gestionnaire du réseau de transport d'électricité désigné conformément à l'article 10 de la Loi ;

7° « Loi » : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;

8° « Opérateur de service de flexibilité » : toute personne physique ou morale qui utilise, pour son activité, la flexibilité de la demande d'un ou de plusieurs clients finals ;

9° « Parties » : le Fournisseur et l'Opérateur de service de flexibilité dans le cadre d'un Transfert d'énergie ou d'un ensemble de Transferts d'énergie ;

10° « Prix de transfert par défaut » : le résultat de la formule de détermination du prix du Transfert d'énergie à défaut d'accord entre les Parties, fixée par la CREG en application de l'article 19*bis*, § 3, de la Loi ;

11° « Règles organisant le Transfert d'énergie » : les règles à fixer par la CREG, sur proposition du gestionnaire du réseau, organisant le Transfert d'énergie par l'intermédiaire d'un Opérateur de service de flexibilité, en application de l'article 19*bis*, § 2, de la Loi ;

12° « Transfert d'énergie » : une activation de flexibilité de la demande telle que définie à l'article 19*bis*, § 2, alinéa 2, de la Loi.

Article 2. – Objet

Les présentes Clauses standards règlent, à défaut d'accord entre un Fournisseur et un Opérateur de service de flexibilité sur tout ou partie des modalités de leur relation contractuelle, les conditions dans lesquelles s'opère un Transfert d'énergie ou un ensemble de Transferts d'énergie.

Les Clauses standards ont un caractère supplétif. Cela signifie que les Parties peuvent à tout moment s'en écarter d'un commun accord, en tout ou en partie.

Article 3. – Durée

Les Clauses standards entrent en vigueur, en tout ou en partie, (i) le jour où, si elles ont décidé de s'y référer, les Parties le décident d'un commun accord ou (ii), à défaut d'accord écrit entre les Parties, le troisième jour ouvrable suivant la notification de la décision de la CREG sur l'application aux Parties du Prix de transfert par défaut, en application de l'article 19*bis*, § 4, de la Loi.

L'entrée en vigueur des Clauses standards est conditionnée à la notification par le gestionnaire du réseau aux Parties que la Garantie financière constituée par l'Opérateur de service de flexibilité auprès du gestionnaire du réseau satisfait aux conditions fixées par la CREG.

Lorsqu'elles sont d'application, les Clauses standards s'appliquent pour une durée indéterminée, sans préjudice des cas de fin d'application ou de résiliation conformément à l'article [6].

Article 4. – Force majeure

Au sens des Clauses standards, la force majeure s'entend de tout événement survenu après l'entrée en vigueur des Clauses standards, indépendant de la volonté de la Partie qui l'invoque et qu'elle ne peut raisonnablement surmonter, empêchant cette Partie d'exécuter tout ou partie des obligations qui découlent des Clauses standards.

En cas de survenance d'une force majeure, la Partie qui en est affectée, est déliée des obligations découlant des Clauses standards dans la seule mesure où cette force majeure en empêche l'exécution.

La Partie qui invoque un cas de force majeure est tenue d'informer, le plus rapidement possible et par tout moyen de communication approprié, l'autre Partie de la survenance du cas de force majeure en lui donnant une estimation de la durée probable de celui-ci, sans que cette estimation ne lie la Partie invoquant la force majeure. Cette Partie déploie tous ses efforts pour limiter les effets de la force majeure et tient régulièrement informée l'autre Partie de l'étendue et de la durée de son incapacité à exécuter les obligations découlant des Clauses standards.

Si le cas de force majeure se poursuit sans interruption pendant 30 jours ou davantage, empêchant une Partie d'exécuter ses obligations essentielles découlant des présentes Clauses standards, chaque Partie peut mettre fin à l'application des Clauses standards moyennant l'envoi d'un courrier recommandé motivé à l'autre Partie.

La preuve de la force majeure incombe à la Partie qui l'invoque.

Article 5. – Suspension

Sans préjudice des autres cas de suspension prévus par les lois et règlements en vigueur et par les présentes Clauses standards, une Partie (*Partie non-défaillante*) peut suspendre l'application des Clauses standards, sans autorisation judiciaire préalable, par l'envoi d'un courrier recommandé à la poste dûment motivé à l'autre Partie (*Partie défaillante*), dans les cas suivants :

i. lorsque la Partie défaillante reste, au-delà du délai prévu à l'article [9.2], en défaut de payer les montants facturés pour un Transfert d'énergie ou un ensemble de Transferts d'énergie ;

ii. lorsque l'Opérateur de service de flexibilité ne respecte pas ses obligations en matière de Garantie financière.

La suspension des Clauses standards entre les Parties suspend également toute possibilité de Transfert d'énergie entre ces Parties. À cette fin, le Fournisseur informe le gestionnaire du réseau, avec copie à l'Opérateur de service de flexibilité, de la suspension de l'application des Clauses standards.

La suspension des Clauses standards ne dispense pas les Parties de l'exécution des obligations de paiement nées antérieurement à la suspension.

Si la situation à l'origine de la suspension des Clauses standards et du Transfert d'énergie n'a pas fait l'objet de mesures de correction satisfaisantes dans un délai de trente jours à compter de la date de réception du courrier recommandé adressé à la Partie défaillante, la Partie non-défaillante est autorisée à saisir le juge ou le collège arbitral compétent en vue soit de résilier l'application des Clauses standards, conformément à l'article [6.2], soit d'en poursuivre l'exécution forcée, en application de l'article [7]. Si les mesures de correction prises par la Partie défaillante sont jugées satisfaisantes par la Partie non-défaillante, celle-ci le notifie par courrier recommandé, avec copie au gestionnaire du réseau, au plus tard dans les trois jours ouvrables suivant la présentation de ces mesures et la suspension de l'application des Clauses standards prend fin trois jours ouvrables suivant l'envoi de cette notification.

Article 6. – Fin d'application et résiliation

Sans préjudice des autres dispositions contenues dans les présentes Clauses standards, l'application des Clauses standards est résiliée dans les cas suivants.

6.1. Résiliation d'un commun accord

Les Parties peuvent décider d'un commun accord de la fin d'application des Clauses standards. Les Parties fixent alors la date de fin d'application.

6.2. Résiliation pour faute d'une Partie

En cas de méconnaissance par une Partie (*Partie défaillante*) d'une de ses obligations résultant des Clauses standards, l'autre Partie (*Partie non-défaillante*) est autorisée, à défaut pour la Partie défaillante d'avoir pris les mesures de correction suffisantes dans les trente jours suivant une mise en demeure adressée par la Partie non-défaillante par courrier recommandé, à saisir le juge ou le collège arbitral compétent en vue de faire résilier l'application des Clauses standards aux torts et griefs de la Partie défaillante, sans préjudice de dommages et intérêts, s'il échet.

6.3. Résiliation automatique

Les Clauses standards cessent de plein droit de s'appliquer dans les cas suivants :

i. faillite ou réorganisation judiciaire d'une Partie ;

ii. dissolution d'une Partie ne résultant pas d'une fusion ou d'une opération assimilée.

6.4. Conséquences

La résiliation de l'application des présentes Clauses standards empêche tout Transfert d'énergie entre Parties, sauf pour celles-ci à régler les modalités de leur relation par voie contractuelle, et sans préjudice d'une application renouvelée des Clauses standards en cas d'échec d'une nouvelle demande de négociation adressée au Fournisseur.

La Partie la plus diligente informe le gestionnaire du réseau de cette résiliation.

La résiliation de l'application des Clauses standards ne porte pas préjudice aux droits acquis par les Parties, l'une vis-à-vis de l'autre, au moment de cette résiliation.

Article 7. – Exécution forcée

Si une Partie (*Partie défaillante*) reste en défaut d'exécuter les obligations résultant des présentes Clauses standards, l'autre Partie (*Partie non-défaillante*) est autorisée, à défaut pour la Partie défaillante d'avoir pris les mesures de correction suffisantes dans les trente jours suivant une mise en demeure adressée par la Partie non-défaillante par courrier recommandé, à saisir le juge ou le collège arbitral compétent en vue de la contraindre à exécuter lesdites obligations.

Article 8. – Responsabilité

Une Partie ne peut être tenue responsable d'un dommage causé à l'autre Partie dans le cadre de l'application des Clauses standards que si ce dommage est dû à une faute lourde ou une faute intentionnelle de cette Partie, de ses préposés ou de ses agents.

En cas de faute lourde, la responsabilité totale pour les dommages qui en découlent est cependant limitée à un montant correspondant à la somme des montants facturés entre les Parties dans le cadre du transfert d'énergie au cours des douze derniers mois écoulé. Elle exclut les dommages indirects.

Aucune limitation à la Responsabilité d'une Partie n'est applicable en cas de faute intentionnelle de cette Partie, de ses préposés ou de ses agents.

Article 9. – Facturation et paiement

9.1. Facturation

Chaque Partie qui a transféré, au cours d'un mois donné, de l'électricité à l'autre Partie, dans le cadre d'un Transfert d'énergie ou d'un ensemble de Transferts d'énergie, adresse à cette Partie dans le courant du mois suivant la communication par le gestionnaire du réseau des données validées relatives à ce mois, en application des Règles organisant le Transfert d'énergie, une facture relative à l'ensemble des volumes d'énergie transférés dans le cadre de ce Transfert d'énergie ou de cet ensemble de Transferts d'énergie lors de ce mois. Le cas échéant, cette facture reprend la valeur des différents paramètres utilisés pour déterminer le Prix de transfert par défaut.

À défaut d'autres modalités convenues par les Parties, les factures sont adressées au siège social de l'autre Partie ou, à défaut de siège social établi en Belgique, à un siège d'exploitation établi en Belgique.

9.2. Paiement

Les factures doivent être payées dans les vingt jours suivant leur réception, celle-ci étant réputée avoir eu lieu trois jours ouvrables après la date d'envoi de la facture (date de la poste).

9.3. Intérêt de retard

En cas de retard de paiement de tout ou partie des montants facturés, la Partie défaillante se voit appliquer de plein droit et sans mise en demeure un intérêt dont le taux est fixé en application de l'article 5 de la loi du 2 août 2002 concernant la lutte contre le retard de paiement dans les transactions commerciales. Cet intérêt est dû à dater du 24ème jour suivant la date d'envoi de la facture et jusqu'à la date du paiement complet.

9.4. Contestation des factures

Si une Partie de bonne foi conteste les montants facturés, elle adresse à l'autre Partie, au plus tard le dernier jour du délai de paiement, un courrier recommandé exposant de manière détaillée les raisons de sa contestation.

La contestation d'une facture ne délie en rien la Partie qui conteste de l'obligation de payer l'entièreté du montant facturé conformément à l'article [9.2], sauf si l'erreur de la Partie qui a facturé est manifeste. S'il s'avère par la suite que la contestation était fondée, la Partie qui a introduit la contestation est autorisée à demander le remboursement des montants sur lesquels portait la contestation, selon les modalités prévues aux articles [9.1] à [9.3], étant entendu toutefois que, dans ce cas, un intérêt calculé au taux fixé à l'article 9.3 à compter du jour où les montants contestés ont été payés viendra majorer le montant à rembourser.

Article 10. – Confidentialité

Chaque Partie s'engage à traiter de manière confidentielle et à ne pas communiquer à des tiers toute information relative à l'application des Clauses standards et à un Transfert d'énergie ou un ensemble de Transfert d'énergie et que l'autre Partie qualifie de confidentielle ou qui doit être considérée comme confidentielle en application des lois et règlements en vigueur, sauf dans les cas suivants :

i. la Partie dont émane l'information a donné au préalable son accord écrit quant à la divulgation de celle-ci à un tiers, des tiers ou au public ;

ii. l'information est légalement accessible au public ;

iii. l'information est divulguée au gestionnaire du réseau dans le cadre de l'exercice de ses missions légales ;

iv. l'information est divulguée à la CREG dans le cadre de l'exercice de ses compétences ;

v. l'information est, avec l'accord du client final et du fournisseur, divulguée au gestionnaire du réseau en ce qui concerne les points de fourniture visés par un contrat à valorisation d'écart ;

vi. l'information est, avec l'accord du client final et de l'opérateur de service de flexibilité, communiquée par le gestionnaire du réseau au fournisseur pour ce qui concerne les volumes de flexibilité activés par point de fourniture visé par un contrat à valorisation d'écart.

Les Parties acceptent de ne pas invoquer la confidentialité des données à l'encontre l'une de l'autre.

L'obligation de confidentialité vaut pour une période de cinq ans après la date à laquelle la Partie concernée a réceptionné l'information considérée ou à considérer comme confidentielle. Elle perdure nonobstant la résiliation des Clauses standards.

Article 11. – Interprétation

En cas de difficulté d'application des présentes Clauses standards entre les Parties, la Partie la plus diligente peut adresser à la CREG une demande d'interprétation de la ou des dispositions litigieuses. La demande d'interprétation est documentée et motivée. Une copie de cette demande est adressée à l'autre Partie.

Après avoir recueilli le point de vue de l'autre Partie, la CREG formule un avis sur l'interprétation de la ou des dispositions litigieuses. Cet avis n'est pas contraignant.

Article 12. – Dispositions complémentaires

12.1. Cession

Aucune Partie n'est autorisée à transférer à un tiers (y compris dans le cadre d'une cession résultant d'une fusion, d'une scission, d'un apport d'universalité ou d'une branche d'activités), en tout ou en partie, les droits et obligations qui découlent de l'application des présentes Clauses standards sans l'autorisation écrite préalable de l'autre Partie. Tout refus d'autorisation est motivé et transmis dans un délai n'excédant pas 10 jours ouvrables ; au-delà de ce délai, l'autorisation est réputée donnée.

L'obligation figurant à l'alinéa 1er n'est pas d'application lorsque le cessionnaire est une société liée à la Partie cédante au sens de l'article 11 du Code des sociétés. Dans ce cas, la cession est effective à compter du jour de la réception par l'autre Partie d'un courrier recommandé informant cette Partie de la cession intervenue, cette effectivité étant cependant conditionnée à la notification à l'autre Partie par le gestionnaire du réseau de ce que la Garantie financière constituée par le cessionnaire auprès du gestionnaire du réseau satisfait aux conditions fixées par la CREG.

12.2. Divisibilité

Si une disposition des présentes Clauses standards est déclarée nulle ou illégale, cette nullité ou cette illégalité n'affectera pas la validité des autres dispositions des Clauses standards applicables entre Parties.

12.3. Modification

Sauf accord des Parties, la modification des Clauses standards par la CREG s'imposera aux Parties un mois après la publication de cette modification sur le site Internet de la CREG.

12.4. Droit applicable

Les présentes Clauses standards sont exclusivement régies par le droit belge.

12.5. Règlement des litiges

Tout litige concernant la validité, l'application, l'interprétation, l'exécution ou la résiliation des présentes Clauses standards sera soumis, au choix de la Partie la plus diligente et sauf disposition légale contraire :

i. à la juridiction du tribunal de commerce de l'arrondissement dans lequel est établi la Partie contre laquelle l'action est introduite ; ou

ii. à l'arbitrage du Centre belge pour l'étude et la pratique de l'arbitrage national et international (Cepani). L'arbitrage sera rendu par un collège composé de trois arbitres membres du Cepani, chaque Partie nommant chacune un arbitre, le troisième étant désigné conjointement par les deux arbitres nommés par les Parties.

12.6. Correspondance

À défaut pour les Parties d'avoir désigné à l'autre Partie une personne de contact dans le cadre de l'exécution des présentes Clauses standards, toute correspondance entre Parties s'effectue au siège social de chaque Partie ou, à défaut d'un siège social établi en Belgique, à un siège d'exploitation établi en Belgique.

Sauf s'il en est autrement spécifié dans les Clauses standards, toute correspondance se fait entre Parties par courrier simple à la poste.

ANNEXE 2

Formule de calcul de la garantie bancaire minimum

En pratique, un volume activé, exprimé en MWh, est associé à chaque mois, et un montant, correspondant à une approximation du prix de transfert et exprimé en € par MWh, est appliqué chaque mois à ce volume activé.

À tout moment, le montant minimum de la garantie bancaire totale GB_{min} est alors égal à la somme des montants mensuels minimum de la garantie bancaire des quatre derniers mois, y compris le mois en cours pendant lequel le calcul est effectué par le gestionnaire du réseau ; ce montant minimum ne peut être inférieur à une valeur plancher GB_0 :

$$GB_{min} = \max(GB_0, \\ Vol(m-3) * P_t(m-3) + Vol(m-2) * P_t(m-2) \\ + Vol(m-1) * P_t(m-1) + Vol(m) * P_t(m))$$

Avec :

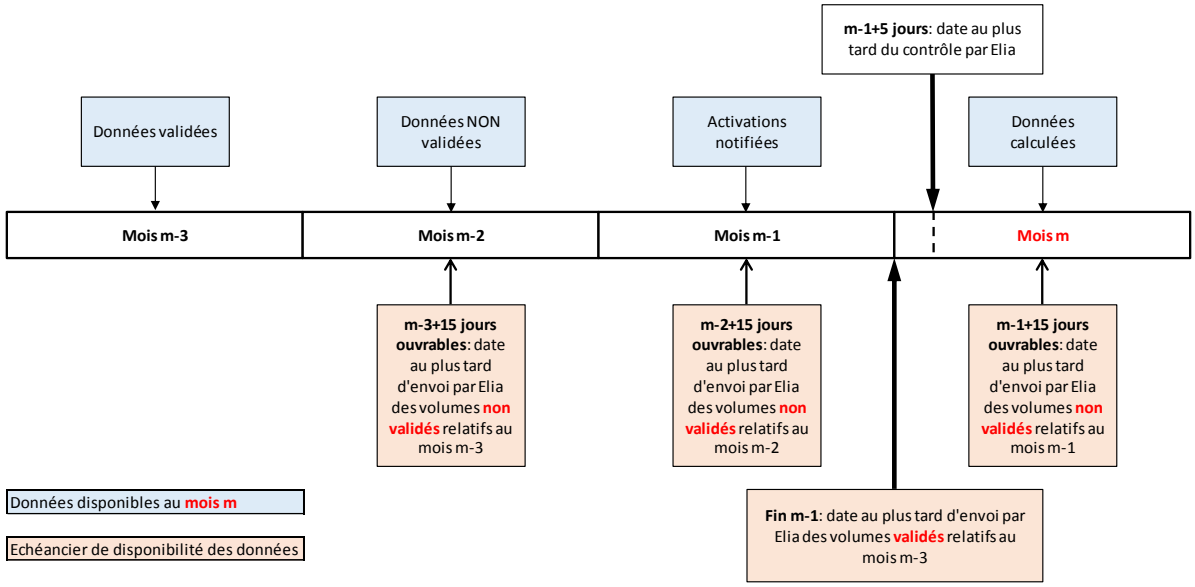
- m est le mois en cours, où le calcul du montant de la garantie bancaire est effectué
- m–1 est le mois précédant directement le mois m
- m–2 est le mois précédant directement le mois m–1
- m–3 est le mois précédant directement le mois m–2
- Vol(*x*) est le volume du mois *x* ; c'est la somme des énergies, exprimées en MWh, activées à la hausse (donc, dans le sens d'une réduction du prélèvement net quart-horaire), commandées par le FSP au client final dans le cadre du ToE pendant le mois *x*.
    - Pour les mois m–3 à m–1, ces données proviennent, selon leur disponibilité et par ordre de préférence décroissante :
        1) des données validées par le gestionnaire du réseau ;
        2) des données transmises par le gestionnaire du réseau mais non encore validées par celui-ci ;
        3) des données notifiées par l'opérateur de service de flexibilité au gestionnaire du réseau.
    - Pour le mois m en cours, le volume est approximé par la moyenne des volumes activés lors des trois derniers mois écoulés :

$$Vol(m) = \frac{Vol(m-3) + Vol(m-2) + Vol(m-1)}{3}$$

- « $P_t(x)$ »,exprimé en €/MWh, est l'approximation du prix de transfert pour le mois *x*, appliqué au volume *Vol(x)* de ce même mois. Sa valeur est fixée à l'article 19, § 2 du titre 6.
- La valeur de GB_0 , exprimée en €, est fixée à l'article 19, §3 du titre 6.

Le calendrier des événements repris dans la figure ci-dessous permet d'illustrer les moments où ont lieu les envois des informations relatives aux volumes par le gestionnaire du réseau vers les acteurs.

Figure 1 - Calendrier des événements



Lors du contrôle qui a lieu au début du deuxième mois d'activité de l'opérateur de service de flexibilité, seules les données de volume du premier mois sont disponibles. Dans ce cas, m = 2 et la formule appliquée pour le calcul de la garantie bancaire minimum est la suivante :

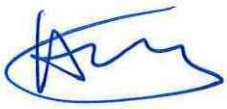
$$GB_{min} = \max\big(GB_0, 4 * Vol(m-1) * P_t(m-1)\big)$$

Lors du contrôle qui a lieu au début du troisième mois d'activité de l'opérateur de service de flexibilité, seules les données de volume des deux premiers mois sont disponibles. Dans ce cas, m = 3 et la formule appliquée pour le calcul de la garantie bancaire minimum est la suivante :

$$GB_{min} = \max\big(GB_0, \; 2 * \big(Vol(m-2) * P_t(m-2) + Vol(m-1) * P_t(m-1)\big) \big)$$

↯ ↯ ↯ ↯

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Koen LOCQUET
Directeur

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction