

# Décision

(B)1712  
25 janvier 2018

Décision relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une méthodologie d'utilisation du Dynamic Line Rating dans le calcul des capacités

Prise en application de l'article 23, §2, 36°, 38°, 40° et 41° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. CADRE LEGAL .....	4
1.1. Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité .....	4
1.2. Règlement (ce) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité .....	6
1.3. 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 .....	6
2. ANTECEDENTS .....	7
2.1. Généralités .....	7
2.2. Consultation .....	8
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION .....	10
3.1. Analyse de la proposition DLR initiale .....	10
3.2. Modifications par rapport à la proposition DLR initiale .....	11
3.3. Impact de la proposition DLR .....	13
3.4. Mise en oeuvre de la proposition DLR .....	13
4. Décision .....	14
ANNEXE 1.....	15
ANNEXE 2.....	16
ANNEXE 3.....	17

# INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : « la CREG ») examine ci-après la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : « Elia ») pour une méthodologie d'utilisation du *Dynamic Line Rating* (ci-après : « DLR ») dans le calcul des capacités (ci-après : « la proposition DLR »). Elle se fonde pour ce faire sur l'article 23, deuxième alinéa, 36° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité »).

Le 6 décembre 2017, la CREG a reçu par courrier la proposition DLR d'Elia en langue néerlandaise.

La présente décision s'articule en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision, ainsi que la consultation publique du projet de décision qui l'a précédée. Dans la troisième partie, la CREG analyse la méthodologie proposée. Enfin, la quatrième partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 25 janvier 2018.

# 1. CADRE LEGAL

1. Ce chapitre définit le caractère légal qui s'applique à la proposition d'Elia et sur lequel repose la présente décision. La législation belge et européenne constituent le cadre légal.

## 1.1. LOI DU 29 AVRIL 1999 RELATIVE À L'ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

2. L'article 8 de la loi électricité attribue certaines tâches à Elia, en particulier concernant le calcul des capacités de transport entre zones.

*Art. 8. § 1. La gestion du réseau de transport est assurée par un gestionnaire unique, désigné conformément à l'article 10. Le gestionnaire du réseau est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement.*

*A cet effet, le gestionnaire du réseau est notamment chargé des tâches suivantes :*

*(...)*

*11° publier les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées, en ce compris un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau;*

*(...)*

*14° publier une description générale de la méthode de gestion de la congestion appliquée dans différentes circonstances pour maximaliser la capacité disponible sur le marché, ainsi qu'un plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les caractéristiques électriques et physiques du réseau;*

*§ 1er bis. Dans le cadre des tâches visées au § 1er, le gestionnaire du réseau s'emploie en premier lieu à faciliter l'intégration du marché.*

*A cette fin, le gestionnaire du réseau veille à se coordonner avec les gestionnaires de réseau de transport voisins d'Europe du nord-ouest, à savoir les Pays-Bas, le Luxembourg, la France et l'Allemagne, ainsi qu'avec d'autres gestionnaires de réseau européen pertinents, pour la mise en oeuvre d'une méthode et d'une procédure commune coordonnée de gestion de la congestion pour les attributions de capacités ayant leur échéance à un an, à un mois et à un jour. Le gestionnaire du réseau veille à ce que cette coordination porte sur toutes les étapes du processus, depuis le calcul des capacités et l'optimisation de l'attribution jusqu'à l'exploitation sûre du réseau, avec une répartition précise des responsabilités, et à ce qu'elle comprenne notamment :*

*(...)*

*Le gestionnaire du réseau publie également toutes les données utiles concernant les échanges transfrontaliers sur la base des meilleures prévisions possibles et de toutes données utiles communiquées par les opérateurs du marché. Le gestionnaire du réseau publie au moins les données suivantes :*

*(...)*

*d) chaque jour : les capacités de transport à un jour et intrajournalières à la disposition du marché pour chaque unité de temps du marché, en tenant compte de l'ensemble des réservations à un jour sur une base nette, des programmes de production à un jour, des prévisions concernant la demande et de la planification des travaux d'entretien du réseau;*

*e) la capacité totale déjà attribuée, par unité de temps du marché, et toutes les conditions utiles dans lesquelles cette capacité peut être utilisée (par exemple, le prix d'équilibre des ventes aux enchères, les obligations concernant les modalités d'utilisation des capacités, etc.), afin de déterminer les éventuelles capacités restantes;*

*(...)*

3. L'article 23 de la loi électricité confie à la CREG la compétence d'évaluer les règles suivies par le gestionnaire de réseau, en l'espèce Elia, pour la gestion de la congestion et le calcul des capacités dans son réseau de transport et sur les interconnexions vers d'autres réseaux d'électricité.

*Art. 23. § 2. La commission est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements y relatifs, d'autre part.*

*A cet effet, la commission :*

*(...)*

*36° surveille la gestion de la congestion du réseau de transport, y compris les interconnexions, et la mise en oeuvre des règles de gestion de la congestion. La commission en informe la Direction générale de l'Energie. Le gestionnaire du réseau soumet à la commission, aux fins du présent point, son projet de règles de gestion de la congestion, en ce compris l'attribution de capacités. La commission peut lui demander, de façon motivée, de modifier ses règles dans le respect des règles de congestion fixées par les pays voisins dont l'interconnexion est concernée et en concertation avec l'ACER;*

*(...)*

*38° approuve le plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau publié par le gestionnaire du réseau en application de l'article 8, § 1er, alinéa 3, 11° ;*

*(...)*

*40° apprécie le plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les réalités électriques et physiques du réseau publié par le gestionnaire du réseau en application de l'article 8, § 1er, alinéa 3, 14° ;*

*41° apprécie la façon dont le gestionnaire du réseau publie toutes les données utiles concernant les échanges transfrontaliers sur la base des meilleures prévisions possibles en application de l'article 8, § 1erbis, alinéa 3;*

## **1.2. REGLEMENT (CE) N° 714/2009 DU PARLEMENT EUROPEEN ET DU CONSEIL DU 13 JUILLET 2009 SUR LES CONDITIONS D'ACCES AU RESEAU POUR LES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE**

4. L'article 16 du règlement (CE) 714/2009 fixe les principes généraux de gestion de la congestion. Ces principes valent pour l'ensemble des GRT de l'Union. Le quatrième alinéa dispose que le GRT est tenu de mettre à disposition du marché la capacité de transport maximale. Cette obligation vaut tant pour les lignes de transport entre zones que pour les lignes de transport internes par lesquelles les flux transfrontaliers sont mis à disposition :

*Art. 16. 3. La capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des acteurs du marché, dans le respect des normes de sécurité pour une exploitation sûre du réseau.*

5. Une série d'« Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux » ont été ajoutées à l'annexe 1 du règlement (CE) 714/2009.

### *1. Généralités*

*(...)*

*1.4. En cas de congestion structurelle, les GRT mettent en œuvre sans délai les méthodes et dispositions appropriées de gestion de la congestion qui ont été préalablement définies et adoptées d'un commun accord. Les méthodes de gestion de la congestion garantissent que les flux physiques d'électricité associés à toutes les capacités de transport attribuées sont conformes aux normes de sécurité du réseau.*

*(...)*

*1.10 Les autorités de régulation nationales évaluent régulièrement les méthodes de gestion de la congestion, en veillant notamment au respect des principes et des règles établis dans le présent règlement et les présentes orientations, ainsi que des modalités et conditions fixées par les autorités de régulation elles-mêmes en vertu de ces principes et de ces règles. Cette évaluation comprend une consultation de tous les acteurs du marché ainsi que des études spécialisées.*

## **1.3. REGLEMENT (UE) 2015/1222 DE LA COMMISSION DU 24 JUILLET 2015 ETABLISSANT UNE LIGNE DIRECTRICE RELATIVE A L'ALLOCATION DE LA CAPACITE ET A LA GESTION DE LA CONGESTION**

6. Bien que le cadre légal du règlement (UE) 2015/1222 (ci-après : le règlement CACM) ne s'applique pas au couplage de marchés de la région CWE, certaines dispositions pertinentes sont rappelées ci-après. Le couplage de marchés journalier CWE peut en effet être considéré comme un projet pilote volontaire sur lequel le couplage de marchés journalier et infra-journalier dans la région de calcul des capacités Core sera basé, conformément à l'article 20, alinéa 2.

7. L'article 21, alinéa premier, b) du règlement CACM décrit les éléments qui doivent être décrits dans la méthodologie pour le calcul des capacités pour chaque échéance de calcul des capacités. Les paramètres d'entrée utilisés pour le calcul des capacités, parmi lesquels  $I_{max}$  et le  $F_{max}$  dans une méthodologie fondée sur les flux, doivent donc être décrits en détail et harmonisés autant que possible entre tous les GRT d'une région de calcul des capacités.

### Article 21 : Méthodologie pour le calcul de la capacité

1. La proposition de méthodologie commune pour le calcul de la capacité relative à une région pour le calcul de la capacité déterminée conformément à l'article 20, paragraphe 2, comporte au minimum les éléments suivants pour chaque échéance de calcul de la capacité:

a) (...)

b) une description détaillée de l'approche suivie pour le calcul de la capacité comprenant les éléments suivants:

(i) une description mathématique de l'approche utilisée pour le calcul de la capacité avec différentes données d'entrée pour ledit calcul;

(ii) (...)

(...)

4. Tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité utilisent, dans la mesure du possible, des données d'entrée harmonisées pour le calcul de la capacité. (...)

## 2. ANTECEDENTS

### 2.1. GÉNÉRALITÉS

8. Le 21 avril 2017, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation portant sur une méthodologie d'utilisation du *Dynamic Line Rating* dans le calcul des capacités (ci-après : « la proposition DLR initiale »). Cette demande résulte d'une série de discussions informelles et d'une demande formelle de la CREG de développer à cette fin une méthodologie formelle, à soumettre à son approbation.

9. Le 5 octobre 2017, la CREG a décidé, dans sa décision (B) 1636<sup>1</sup>, de ne pas approuver la proposition DLR initiale d'Elia. Cette décision était fondée sur un projet de décision qui avait été soumis à la consultation de toutes les parties prenantes entre le 26 juillet et le 6 septembre 2017. Lors de cette consultation publique, la CREG a reçu plusieurs réponses, qui sont traitées en détail au point 2.2 de la décision susnommée.

10. Les raisons pour lesquelles la proposition DLR initiale n'a pas été approuvée ont été exposées par la CREG au point 3.4.2 de la décision (B) 1636. La CREG a essentiellement indiqué ne pas adhérer aux choix qui avaient été faits par Elia pour l'exercice d'équilibre entre la sécurité d'exploitation du réseau et la maximisation de la capacité de transport mise à la disposition du couplage des marchés. Elia avait en effet proposé, dans la proposition DLR initiale, d'appliquer les *Forecast Horizons* mais de les limiter à 105 % des limites saisonnières statiques, plus conservatrices.<sup>2</sup> La CREG a estimé que le risque que la *Forecast 1h* soit dépassée par les *Forecast Horizons* pouvait également être maîtrisé d'autres manières. Pour ce faire, elle a demandé à Elia d'examiner l'impact sur le risque et sur la capacité de transport additionnelle qu'aurait l'application des *Forecast Horizons* (sans limite supérieure), corrigées ou non d'une marge de sécurité complémentaire.

---

<sup>1</sup> [Décision](#) (B) 1636 du 5 octobre 2017 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une méthodologie d'utilisation du *Dynamic Line Rating* dans le calcul des capacités

<sup>2</sup> Cette limite est augmentée à 110 % de la limite saisonnière en cas de vague de froid. En outre, il a été proposé de continuer à appliquer la limite saisonnière pertinente en tant que limite inférieure de la *Forecast Horizon*.

11. Dans la décision en tant que telle, la CREG a demandé à Elia d'introduire, dans les 60 jours suivant la réception de la décision (B) 1636, une nouvelle proposition d'utilisation de DLR, en tenant compte des remarques qu'elle a formulées aux numéros 54 à 58 et 65.

12. Durant les mois d'octobre et novembre, Elia et la CREG ont collaboré à plusieurs reprises pour discuter de la proposition DLR initiale et de la décision (B) 1636 et parvenir à un accord. A cette fin, les séries de données et les analyses utilisées ont été partagées et traitées. La proposition DLR soumise pour approbation, telle qu'introduite par Elia le 5 décembre 2017 et ajoutée en ANNEXE 1 de la présente décision, est le résultat de cette concertation bilatérale.

13. Le 14 décembre 2017, le comité de direction a décidé d'approuver le [projet de décision](#) (B) 1712 et d'organiser une consultation publique sur ce projet de décision. Cette consultation publique s'est tenue du 20 décembre 2017 au 17 janvier 2018 et a donné la possibilité à toutes les parties intéressées de formuler des remarques sur la proposition DLR et sur le projet de décision de la CREG. Un aperçu des réponses reçues lors de la consultation publique figure en partie **Error! Reference source not found.** de la présente décision.

## 2.2. CONSULTATION

14. La législation belge et européenne pertinente n'impose pas explicitement à Elia d'organiser une consultation publique sur la proposition DLR. Les acteurs du marché belge n'ont par conséquent pas été consultés lors de l'établissement de cette proposition. Le comité de direction de la CREG a décidé, en vertu de l'article 23, § 1<sup>er</sup>, de son règlement d'ordre intérieur d'organiser, dans le cadre de son projet de décision (B) 1712, une consultation publique sur le site Web de la CREG du 20 décembre 2017 au 17 janvier 2018 inclus.

15. La CREG a reçu une seule réponse à la consultation publique : de la part de FEBEG. Cette réponse figure à l'ANNEXE 3 de la présente décision. Les remarques formulées sont résumées ci-dessous et suivies de la réponse de la CREG.

- a) Les réponses données par FEBEG lors de la consultation publique du projet de décision (B) 1636 restent valables. L'accent est mis sur la collaboration régionale avec d'autres gestionnaires de réseau de transport : la mise en œuvre du *Dynamic Line Rating* sur une ligne de transport entre zones n'a pas de sens si l'ampacité maximale de cette ligne de l'autre côté de la frontière de zone de dépôt des offres est déterminée statistiquement par un autre gestionnaire de réseau de transport et si par conséquent le minimum des deux valeurs est utilisé.

Réponse de la CREG : la CREG est d'accord avec cette affirmation et a indiqué à Elia que l'application du *Dynamic Line Rating* doit être considérée comme une meilleure pratique dans le couplage de marchés fondé sur les flux. La CREG s'efforce en outre d'encourager ses homologues de la région CWE et de la région de calcul de la capacité Core à prendre les mesures nécessaires pour amener leurs gestionnaires de réseau de transport à adopter un mode de calcul plus dynamique des paramètres  $I_{max}$  et  $F_{max}$ .

- b) Dans sa réponse, FEBEG pose les questions supplémentaires suivantes :

- Quels sont les arguments sous-jacents pour fixer à 1 % (au lieu d'environ 9 heures par an) la hausse des risques d'exploitation acceptables ?

Réponse de la CREG : l'augmentation du risque d'exploitation acceptable s'élève à 0,1 % et non à 1 %, comme indiqué. Concrètement, cela correspond à environ 9 heures



annuellement. La CREG ne se prononce sciemment pas sur ce pourcentage dans la présente décision car cette question relève de la compétence et de l'expertise du gestionnaire de réseau de transport.

- La séparation entre heures de pointe et heures creuses permet à Elia d'optimiser le processus et de réaliser ainsi une augmentation maximale de la capacité (principalement pendant les heures creuses). Est-ce que cela n'a pas pour conséquence que les éventuels gains de capacité pendant les heures de pointe sont moindres vu que l'indicateur de 0,1 des risques d'exploitation doit être respecté ? Les heures creuses sont-elles vraiment les heures les plus intéressantes pour enclencher le *Dynamic Line Rating* et ensuite augmenter les capacités ?

Réponse de la CREG : l'approche choisie d'une augmentation acceptable du risque d'exploitation de 0,1 % vaut individuellement tant pour les heures de pointe que pour les heures creuses. Une augmentation de la capacité pendant les heures creuses ne doit pas être compensée pendant les heures de pointe. Le gain de capacité relatif pendant les heures de pointe sera en effet inférieur à celui réalisé pendant les heures creuses, mais la limite saisonnière est déterminée, tant pendant les heures de pointe que pendant les heures creuses, conformément au risque de 0,1 %.

- Ne serait-il pas également intéressant de procéder à un *back testing* (il n'est en effet pas judicieux d'investir dans une capacité accrue si elle n'est pas utilisée) au sens où l'on calculerait pendant la même période de test le nombre d'heures où la capacité accrue est effectivement utilisée ?

Réponse de la CREG : Bien que cet exercice soit très intéressant d'un point de vue théorique, l'utilité d'un *back testing* de l'application du *Dynamic Line Rating* est plutôt limitée dans la pratique. La CREG signale que l'application de la méthodologie proposée est un option *no regrets*, dont les coûts d'investissement sont relativement faibles. Il s'agit simplement d'une utilisation plus efficace du réseau de transport sur la base de meilleures prévisions de l'ampacité des lignes haute tension. Il appartient au gestionnaire de réseau de transport de réaliser le mieux possible cet exercice d'efficacité, que le marché utilise effectivement ou non cette capacité.

### 3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

16. La proposition DLR d'Elia comprend trois documents : la méthodologie proprement dite (en néerlandais, ANNEXE 1), une note explicative et un aperçu du déploiement des licences pour l'ADR *Horizon* sur différentes lignes haute tension (en anglais, ANNEXE 2). La méthodologie proprement dite fait l'objet de la présente décision. La note explicative et l'aperçu des lignes haute tension ont été ajoutés à titre d'information au dossier mais ne sont pas l'objet de la présente décision. La CREG demande cependant qu'après l'approbation de la méthodologie, tous les documents soient publiés par Elia, en toute transparence pour les parties intéressées.

#### 3.1. ANALYSE DE LA PROPOSITION DLR INITIALE

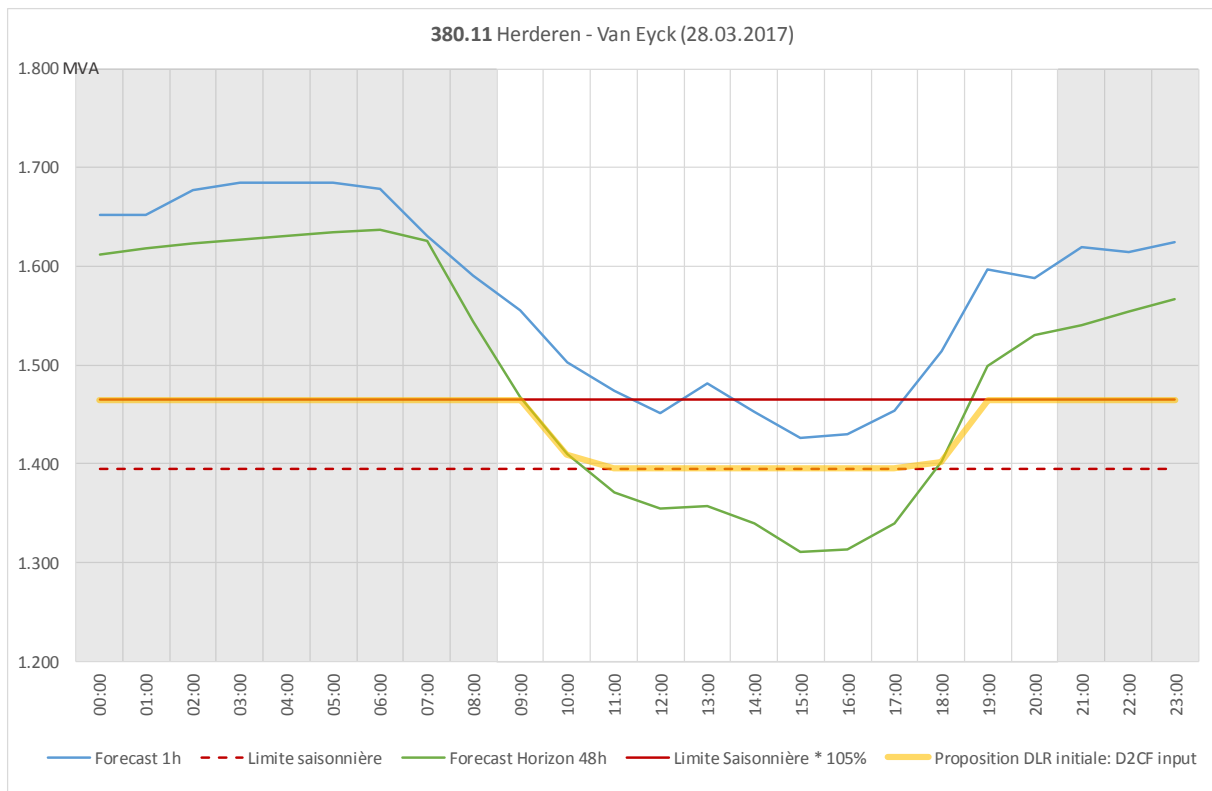
17. La proposition DLR initiale décrivait de quelle manière Elia prévoyait de réaliser une hausse dynamique de l'*I<sub>max</sub>*, et sur la base de quelles données. Dans l'évaluation effectuée par Elia pour déterminer l'ampacité dynamique, plusieurs séries de données fournies par l'ADR *Horizon* d'Ampacimon sont importantes.

- La prévision de l'ampacité maximale pour l'heure à venir (*Forecast 1h*)
- Les prévisions de l'ampacité maximale pour les deux prochains jours (*Forecast Horizon 60h* jusqu'à *Forecast Horizon 6h* y compris).
- Les limites saisonnières statiques

18. Dans la proposition DLR initiale, Elia a indiqué qu'elle utiliserait les prévisions les plus pertinentes de l'ampacité maximale dans les fichiers D2CF, DACF et IDCf pour le couplage de marchés fondé sur les flux. Ces *Forecast Horizons* seraient toutefois plafonnées à maximum 105 % au-dessus des limites saisonnières statiques, afin de réduire le risque de dépassement de la *Forecast 1h*. Il a été proposé de continuer d'utiliser les limites saisonnières statiques comme limite inférieure. En outre, ces limites saisonnières statiques sont augmentées ou diminuées (selon le cas) pendant les jours considérablement plus froids ou plus chaud.

19. La règle décrite ci-dessus peut être illustrée à la **Error! Reference source not found.**, pour une ligne et une date choisies de manière arbitraire (380.11 le 28 mars 2017). La ligne surlignée en jaune indique comment, dans la proposition DLR initiale, l'*input* D2CF serait déterminé sur la base des rapports entre la limite saisonnière, la *Forecast Horizon 48h* et le plafonnement de la limite saisonnière à 105 %. Comme on peut le voir dans la figure, le risque que la *Forecast Horizon 48h* dépasse la *Forecast 1h* est limité par la mise en place du plafonnement à 105 % de la limite saisonnière.

20. Dans sa décision (B)1636, la CREG a indiqué que cette méthode permettait effectivement de réduire suffisamment le risque mais au détriment de capacités supplémentaires. La CREG a souligné que la différence avec ce qui revient effectivement au couplage de marchés (cf. la ligne jaune dans la Figure 1 ci-dessous) implique une large sous-estimation des prévisions de l'ampacité à long terme (cf. la ligne verte, *Forecast Horizon 48h*) et à court terme (cf. la ligne bleue, *Forecast 1h*). Suite à ce constat et comme expliqué au point 3.4.2 de la décision (B) 1636, la CREG a demandé à Elia d'analyser si, pour un profil de risque comparable, ces gains d'ampacité ne pouvaient pas être maximisés d'une autre manière.



**Figure 1** Détermination de l'input D2CF pour la ligne 380.11 le 23 mars 2017, selon la proposition DLR initiale  
 Source : données Elia, calcul CREG

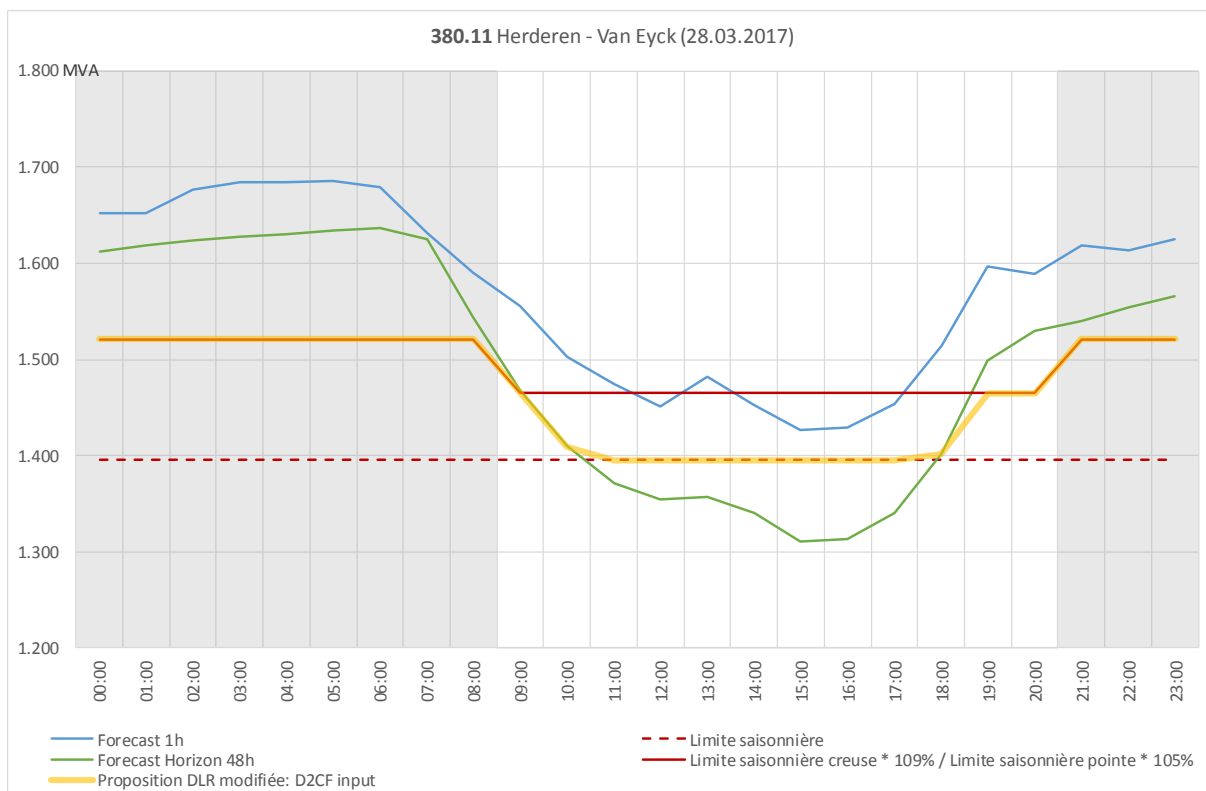
### 3.2. MODIFICATIONS PAR RAPPORT A LA PROPOSITION DLR INITIALE

21. On peut déjà déduire de la Figure 1 ci-dessus que l'augmentation de l'ampacité maximale peut en principe être plus importante pendant les heures creuses que pendant les heures de pointe. Dans la proposition DLR, Elia définit les heures creuses comme celles comprises entre 0h et 8h et entre 21h et 24h et définit les heures de pointe comme celles comprises entre 9h et 20h. Dans la Figure 1 et la Figure 2, les heures creuses apparaissent sur un fond gris.

22. Lors de la concertation menée entre Elia et la CREG, exposée au numéro 12, il a été convenu comme principe de base que la sécurité d'exploitation du réseau de transport devait être garantie. Il en résulte concrètement la présente proposition d'Elia, qui permet de déterminer, à partir d'une hausse prédéfinie du risque d'exploitation (soit 0,1 % ou environ 9 heures sur une base annuelle où la *Forecast Horizon* dépasse la *Forecast 1h*), le pourcentage de la limite saisonnière pour le plafonnement de l'application de la *Forecast Horizon*.

23. Le lien entre les pourcentages de plafonnement des limites saisonnières et le risque d'exploitation est quantifié, de manière globale et agrégée pour toutes les lignes, au Table 1 (tableau 3 de la note explicative d'Elia, jointe en ANNEXE 2 de la présente décision). La règle de plafonnement choisie dans la proposition DLR initiale est indiquée en pointillé ; la détermination de ces pourcentages dans la proposition DLR modifiée apparaît dans les rectangles dessinés en lignes pleines.

24. La différence entre l'input défini pour les fichiers D2CF est, pour le même jour que celui traité ci-dessus, illustrée dans la Figure 2 ci-dessous au moyen de la ligne jaune. Pendant les heures creuses, le plafonnement de la *Forecast Horizon 48h* est augmenté à 109 % de la limite saisonnière par rapport au plafonnement à 105 % durant les heures de pointe.



**Figure 2** Détermination de l'input D2CF pour la ligne 380.11 le 23 mars 2017, selon la proposition DLR modifiée  
Source : données Elia, calcul CREG

Cap (%)	All hours		Peak hours		Off-peak hours	
	Av. Gain	Risk	Av. Gain	Risk	Av. Gain	Risk
100	100,0	0,00	100,0	0,00	100,0	0,00
101	100,9	0,01	100,8	0,03	101,0	0,00
102	101,8	0,02	101,6	0,05	102,0	0,00
103	102,6	0,03	102,3	0,05	103,0	0,00
104	103,4	0,04	103,0	0,08	103,9	0,00
105	104,3	0,07	103,7	0,12	104,9	0,01
106	105,0	0,09	104,3	0,16	105,9	0,02
107	105,8	0,16	104,9	0,27	106,8	0,04
108	106,5	0,20	105,4	0,30	107,8	0,08
109	107,2	0,27	106,0	0,43	108,7	0,10
110	107,9	0,32	106,4	0,47	109,6	0,15
111	108,6	0,43	106,9	0,61	110,5	0,23
112	109,2	0,49	107,3	0,71	111,4	0,25
113	109,8	0,65	107,7	0,86	112,2	0,42
114	110,4	0,73	108,1	0,96	113,0	0,47
115	110,9	0,93	108,4	1,09	113,7	0,75

**Table 1** Lien entre le risque d'exploitation, le plafonnement de la limite saisonnière et le gain d'ampacité moyen  
Source : Explanatory Note on the Elia proposal for a 'Methodology for the use of Dynamic Line Rating in the capacity calculation'

### 3.3. IMPACT DE LA PROPOSITION DLR

25. Comme le montre le Table 1, le risque continue d'exister que les valeurs utilisées pour l'*input* dans les fichiers D2CF du couplage de marchés fondé sur les flux, limité à environ 0,1% en cas d'application de la proposition DLR modifiée. La différence entre la proposition DLR initiale et celle modifiée se situe dans le gain d'ampacité moyen, en raison de la différenciation du plafonnement de la *Forecast Horizon* selon les heures creuses et les heures de pointe.

26. Le gain d'ampacité moyen peut, si l'on observe toutes les lignes au moyen du Table 1, être calculé comme suit sur une journée complète :  $(12 * 103,7\% + 12 * 108,7\%) / 24 - 100 = 6,2 \%$ . Il s'agit d'une hausse du gain d'ampacité de 1,9 point de pourcentage (soit 44,2 %) par rapport à la proposition DLR initiale (4,3%).

27. Une augmentation de 6,2 % de l'ampacité sur une ligne haute tension d'une capacité de 1 500 MW<sup>3</sup> implique, *ceteris paribus*, une hausse de la RAM de 93 MW sur cet élément du réseau. Si cet élément de réseau est la CBCO limitative dans le couplage de marché fondé sur les flux, la position d'importation nette maximale de la zone de réglage belge pourrait augmenter de **186 MW** (sur la base d'un PTDF de 50 %). Selon la proposition DLR initiale, cette hausse de la position d'importation nette belge s'élèverait à seulement 129 MW.<sup>4</sup>

### 3.4. MISE EN OEUVRE DE LA PROPOSITION DLR

28. Au point 5 de la proposition DLR, Elia indique mettre en œuvre la méthodologie proposée dans un délai de trois mois à compter de l'approbation de cette proposition par la CREG. En outre, Elia a indiqué communiquer la méthodologie proposée de manière transparente aux acteurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport voisins.

29. A la lecture du point 4.2.2 de la proposition DLR, la CREG comprend que les valeurs de plafonnement proposées pendant les heures creuses et les heures de pointe, qui ont été fixées respectivement à 105 % et 109 % de la limite saisonnière pour 2018, seront réévaluées annuellement. La CREG indique à ce sujet qu'une révision à la hausse de ces valeurs de plafonnement, bien que considérée par la CREG comme une évolution positive, ne doit pas être soumise à approbation.

---

<sup>3</sup> A titre d'exemple, la capacité effective d'une ligne haute tension peut être supérieure ou inférieure.

<sup>4</sup> Ce calcul est une estimation grossière de l'incidence prévue de la mise en œuvre de la proposition DLR.

## 4. DÉCISION

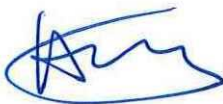
En application de l'article 23, deuxième alinéa, 36°, 38°, 40° et 41° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz décide, pour les raisons précitées, d'approuver la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une méthodologie d'utilisation du *Dynamic Line Rating* dans le calcul des capacités.

La CREG accepte la méthodologie proposée et sa mise en œuvre dans les trois mois suivant la décision. La CREG demande à Elia de publier cette méthodologie, y compris sa note explicative, en toute transparence pour les gestionnaires de réseau voisins et toutes les parties intéressées.

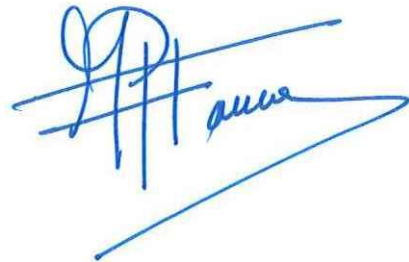
Enfin, la CREG demande à Elia de partager la méthodologie approuvée et les hypothèses sous-jacentes avec les gestionnaires de réseau de transport voisins et d'en discuter avec eux, afin d'intégrer la mise en œuvre du *Dynamic Line Rating* comme *best practices* dans les processus de couplage des marchés.

\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction

# **ANNEXE 1**

## **Methodologie voor het gebruik van *Dynamic Line Rating* in de capaciteitsberekening**

Version néerlandaise – 5 décembre 2017

## **ANNEXE 2**

### **Explanatory note on the Elia proposal for a 'Methodology for the use of Dynamic Line Rating in the capacity calculation'**

Version anglaise – 5 décembre 2017



## **ANNEXE 3**

### **Réponse de la FEBEG reçue lors de la consultation publique**

Version néerlandaise – 17 janvier 2018