



DELIBERATION N° 2019-273

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2019 portant décision d'octroi de dérogations aux niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones dans les régions de calcul de capacité Core, Italie Nord et Europe du sud-ouest

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Introduction et contexte juridique sur les niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones et la possibilité d'y déroger

Le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après « règlement sur le marché intérieur de l'électricité ») est entré en vigueur le 5 juillet 2019. Il fixe notamment des règles visant à garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Le Chapitre III du règlement définit les conditions pour l'accès au réseau et la gestion des congestions.

En particulier, l'article 16(8) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité dispose que « les gestionnaires de réseau de transport ne limitent pas le volume de la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition des acteurs du marché en tant que moyen de résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de dépôt des offres ou en tant que moyen de gestion des flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres [...], le présent paragraphe est réputé respecté lorsque les niveaux de capacité disponible pour les échanges entre zones atteignent les niveaux minimaux suivants :

- a) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée, la capacité minimale est de 70 % de la capacité de transport respectant les limites de sécurité d'exploitation après déduction des aléas [...];
- b) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur les flux, la capacité minimale est une marge fixée dans le processus de calcul de la capacité disponible pour les flux résultant de l'échange entre zones. La marge est de 70 % de la capacité respectant les limites de sécurité d'exploitation des éléments critiques de réseau internes et entre zones, en tenant compte des aléas [...].

Le montant maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de boucle et les flux internes pour chaque élément critique de réseau. »

Conformément à l'article 71 du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, les gestionnaires de réseau de transport (ci-après « GRT ») doivent mettre à disposition des acteurs de marché les niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones (ci-après « niveaux minimum de capacité ») à partir du 1^{er} janvier 2020.

L'article 16(9) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité introduit toutefois la possibilité pour les GRT, au sein d'une région de calcul de capacité¹ définie conformément aux dispositions 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 (règlement « *Capacity Allocation and Congestion Management* », ci-après « règlement CACM »), de

¹ Décision n°06/2016 de l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER), en date du 17 novembre 2016, définissant les régions de calcul pour la capacité. Cette décision a fait l'objet d'un premier amendement le 18 septembre 2017 (intégration du câble NEMO Link reliant BE à GB à la région Manche) et d'un deuxième amendement le 1^{er} avril 2019 (intégration du câble Cobra reliant NL à DK à la région Hansa).

déroger aux niveaux minimum de capacité. Il prévoit que ces dérogations peuvent être formulées par les GRT s'ils estiment qu'en cas d'application des niveaux minimum de capacité, la sécurité d'exploitation ne pourra pas être maintenue pour des motifs prévisibles. Il précise que « *l'étendue de ces dérogations se limite strictement à ce qui est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation et évite toute discrimination entre les échanges internes et entre zones* ».

En application de l'article précité, la dérogation du GRT d'un Etat membre est accordée par l'autorité de régulation de cet Etat. L'autorité de régulation ayant été saisie d'une demande de dérogation par son GRT est tenue de consulter « *les autorités de régulation des autres Etats membres faisant partie des régions de calcul de capacité concernées* ». En cas d'opposition à une demande de dérogation spécifique par une autorité de régulation concernée, la compétence pour statuer sur la dérogation est transférée à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (« *Agency for the Cooperation of the Energy Regulators* », ci-après « *ACER* »). Les autorités de régulation peuvent accorder une dérogation pour « *une durée maximale d'un an à la fois, ou, si l'étendue de la dérogation diminue de manière significative après la première année, pour une durée maximale de deux ans* ».

1.2 Compétence et saisine de la CRE

En application des dispositions de l'article 16(9) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, la Commission de régulation de l'énergie (ci-après « *CRE* ») est compétente pour accorder les dérogations aux niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones formulées par le GRT français, Réseau de Transport d'Electricité (ci-après « *RTE* »), dans les différentes régions de calcul de capacité dont il fait partie.

En l'espèce, RTE a soumis à la CRE les documents suivants :

- pour la région de calcul de capacité Core (couvrant notamment le périmètre de la région historique Europe du Centre-Ouest, ou « *Central Western Europe* », ci-après « *CWE* »)², une demande de dérogation réceptionnée par courrier le 4 novembre 2019 ;
- pour la région de calcul de capacité Italie Nord (« *North Italian Borders* », ci-après « *NIB* »)³, une demande de dérogation réceptionnée par courrier le 13 novembre 2019 ; et
- pour la région de calcul de capacité Europe du sud-ouest (« *South West Europe* », ci-après « *SWE* »)⁴, une demande de dérogation réceptionnée par courrier le 10 décembre 2019.

Afin de s'assurer de la coordination des demandes de dérogation au sein des régions de calcul de capacité et de faciliter la consultation des demandes formulées dans ce cadre par les GRT, les autorités de régulation des Etats membres interconnectés de l'Union européenne sont convenues de partager les demandes de dérogation dont elles ont été saisies dans le cadre du groupe de travail de l'ACER regroupant toutes les autorités de régulation (« *All Regulatory Authorities Working Group* », ci-après « *ARAWG* »). Les autorités de régulation ont ainsi été en mesure de se déclarer concernées, de formuler des commentaires et, éventuellement, de s'opposer à une ou plusieurs demandes de dérogation.

Les demandes de dérogation soumises par RTE ont fait l'objet d'une consultation dans le cadre de l'ARAWG entre le 4 et le 25 novembre 2019 pour la région Core, entre le 19 novembre et le 4 décembre 2019 pour la région NIB et entre le 27 novembre et le 6 décembre 2019 pour la région SWE. Les autorités de régulation n'ont formulé aucune remarque ni opposition à ces demandes.

2. ANALYSE DES DEMANDES DE DEROGATION SOUMISES PAR RTE

2.1 Etat aux frontières françaises

Conformément aux articles 20 et suivants du règlement CACM, RTE développe et met en œuvre un calcul coordonné de capacité avec les GRT des régions de calcul de capacité dont il fait partie, selon les méthodologies ayant fait l'objet d'une approbation coordonnée des autorités de régulation de la région de calcul de capacité en question.

Dans la région CWE, les GRT ont mis en œuvre de manière volontaire un calcul de capacité coordonné fondé sur les flux (« *flow based* ») en mai 2015. En application du principe de marge disponible restante minimale introduit

² La région de calcul de capacité Core regroupe l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la Croatie, la France, la Hongrie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Pologne, la Roumanie, la Slovaquie, la Slovénie et la Tchéquie. Elle couvre le périmètre de la région historique CWE, qui regroupe l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas.

³ La région de calcul de capacité NIB regroupe l'Autriche, la France, l'Italie et la Slovénie. La Suisse est intégrée en tant que contrepartie technique.

⁴ La région de calcul de capacité SWE regroupe l'Espagne, la France et le Portugal.

par les GRT en avril 2018 et approuvé par le CRE le 6 septembre 2018, les échanges transfrontaliers de la région CWE bénéficient d'un minimum de 20 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité (« 20 % *minRAM* »)⁵.

Le calcul de capacité fondé sur les flux, établi comme modèle cible par le règlement CACM, a été approuvé par l'ACER le 21 février 2019 pour la région Core⁶ avec une mise en œuvre prévue pour décembre 2020.

Dans les autres régions de calcul de capacité dont RTE fait partie, soit la région NIB, la région SWE et la région Manche⁷, les GRT ont proposé de mettre en œuvre un calcul de capacité coordonné fondé sur la capacité de transport nette (« *net transfer capacity* »), ci-après « NTC »).

Les méthodologies de calcul coordonné de capacité dans ces trois régions ont été approuvées par la CRE le 14 novembre 2019⁸, le 15 novembre 2018⁹ et le 13 décembre 2018¹⁰, respectivement, pour une mise en œuvre du calcul de capacité en novembre 2019 pour la région NIB¹¹, au premier trimestre 2020 pour la région SWE et étant initialement attendue au troisième trimestre 2019 pour la région Manche¹². Ces méthodologies n'incluent pas, en l'état, le principe d'un niveau minimal de capacité à rendre disponible pour les échanges entre zones.

Ces calculs de capacité sont ainsi, en l'état, soit inadaptés à l'évaluation de l'atteinte des niveaux minimaux de capacité fixés par le règlement sur le marché intérieur de l'électricité, soit ne sont pas encore mis en œuvre par les GRT. Dans les deux cas, il est difficile d'estimer les niveaux historiques de capacité mis à disposition des marchés et par conséquent leur conformité avec le règlement sur le marché intérieur de l'électricité.

Une étude visant à déterminer les niveaux historiques a été menée par l'ACER au niveau européen à l'automne 2019. Elle présente un intérêt indicatif mais a nécessité d'importantes hypothèses simplificatrices, rendant ses résultats difficilement exploitables. Une évaluation précise des niveaux de capacité fournis aux marchés ne pourra être réalisée que sur la base de données collectées grâce à des outils développés dans cet objectif.

2.2 Contenu des demandes de dérogation

2.2.1 Motifs des demandes de dérogation

Plusieurs motifs susceptibles de mettre en danger la sécurité d'exploitation du réseau en cas d'application des niveaux minimaux de capacité prévus par l'article 16(8) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité sont mis en avant par RTE pour justifier ses demandes de dérogation.

Premièrement, la mise à disposition des marchés d'une capacité d'interconnexion supérieure ou égale aux niveaux minimaux de capacité prévus par l'article 16(8) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité est susceptible, dans certaines situations, de nécessiter une utilisation plus importante d'actions correctives, y compris coûteuses, pour maintenir la sécurité d'exploitation du réseau. Cependant, RTE dispose d'une expérience opérationnelle limitée s'agissant de l'utilisation d'un volume important d'actions correctives, voire très limitée en ce qui concerne les actions correctives coûteuses compte tenu des faibles niveaux de congestion observés sur le réseau français.

Deuxièmement, du fait de la période limitée entre l'entrée en vigueur du règlement sur le marché intérieur de l'électricité et le 1^{er} janvier 2020, le développement des outils nécessaires à l'évaluation et à la validation de la disponibilité d'actions correctives pour garantir la sécurité d'exploitation, tels que prévus par l'article 16(3) du règlement précité, n'a pu être finalisé ni au niveau des régions de calcul de capacité (Core, NIB et SWE), ni au niveau national par RTE.

Par ailleurs, en ce qui concerne les demandes de dérogation dans les régions Core et NIB, l'absence de coordination du calcul de capacité avec les frontières de régions de calcul de capacité adjacentes ou avec les pays non membres de l'Union européenne rend difficile la prévision des flux provenant de ces zones, désignés comme « flux externes ». Par conséquent, la marge de fiabilité devant être prise par RTE pour faire face à l'incertitude relative à ces flux

⁵ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Methodologie-de-calcul-de-capacite-a-l-echeance-journaliere-dans-la-region-Centre-Ouest-Europe>

⁶ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Individual-decision.aspx

⁷ La région de calcul de capacité Manche regroupe la Belgique, la France, les Pays-Bas et le Royaume-Uni.

⁸ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-italie-nord>

⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Approbaton-de-la-methodologie-de-calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-Europe-du-sud-ouest>

¹⁰ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Approbaton-de-la-methodologie-de-calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-Manche>

¹¹ Dans la région NIB, un calcul journalier est déjà mis en œuvre depuis 2015 de manière volontaire par les GRT. La mise en œuvre en novembre 2019 mentionnée ici est relative à la nouvelle version de ce calcul de capacité.

¹² Les incertitudes relatives aux conditions de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, ainsi que des retards pris au niveau pan-européen sur le développement des modèles de réseau communs sous-tendant notamment le calcul de capacité coordonné, ont entraîné une mise en suspens du développement du calcul de capacité coordonné dans la région Manche.

externes est susceptible d'excéder le niveau autorisé par l'article 16(8) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, soit 30 % de la capacité thermique des éléments de réseau pris en compte dans le calcul de capacité.

2.2.2 Etendues et durées des demandes de dérogation

La demande de dérogation pour la région Core couvre une période de six mois, du 1^{er} janvier 2020 au 30 juin 2020. RTE s'engage à continuer de garantir le niveau de 20 % minRAM mis en œuvre dans la région CWE depuis avril 2018.

Les demandes de dérogation pour les régions NIB et SWE couvrent une période de douze mois, du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020. Dans les deux cas, RTE s'engage à garantir le niveau minimal de capacité défini à l'article 16(8) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, soit 70 %, durant 70 % des heures pertinentes couvertes par la période de dérogation.

RTE mettra à profit ces périodes pour créer un outil dédié de suivi des marges sur les éléments de réseau pris en compte dans le calcul de capacité¹³ ainsi que continuer à développer et tester les outils nécessaires à l'évaluation et à la validation de la disponibilité d'actions correctives. RTE mettra également à profit ces périodes pour former ses opérateurs à l'utilisation de ces nouveaux outils et gagner de l'expérience sur de potentielles nouvelles pratiques d'utilisation d'actions correctives afin de pouvoir continuer à assurer la sécurité d'exploitation de son réseau.

En pratique, RTE mettra en place un calcul parallèle (« *parallel run* ») permettant d'évaluer l'impact sur la sécurité d'exploitation de capacités minimales plus élevées que dans le passé.

RTE précise qu'il pourrait formuler de nouvelles demandes de dérogation auprès de la CRE si les motifs précités n'ont pas été résolus à l'issue des présentes dérogations.

3. ANALYSE ET CONCLUSIONS DE LA CRE

L'article 16(9) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité prévoit que les GRT peuvent demander des dérogations au respect des niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones si des motifs prévisibles ne permettent pas d'atteindre ces niveaux tout en maintenant la sécurité d'exploitation. L'étendue des dérogations doit être strictement limitée à ce qui est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation.

La CRE constate que les délais de mise en œuvre prévus par le règlement sur le marché intérieur de l'électricité n'ont pas accordé à RTE un temps suffisant pour développer une expérience et des outils lui permettant d'assurer les niveaux minimaux de capacité de manière systématique. En outre, RTE n'est actuellement pas en mesure de suivre finement les niveaux de capacité effectivement donnés aux marchés et de vérifier la disponibilité d'actions correctives en quantité suffisante afin de lui permettre d'atteindre les niveaux minimaux de capacité. Par conséquent, la mise à disposition des marchés des niveaux minimaux de capacité prévus par l'article 16(8) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité dès le 1^{er} janvier 2020 serait de nature à mettre en danger la sécurité opérationnelle du réseau.

Par ailleurs, la CRE est favorable à l'engagement de RTE de continuer à appliquer les principes de calcul de capacité mis en œuvre jusqu'ici et, dans tous les cas, de respecter les niveaux planchers établis dans ses trois demandes de dérogation et rappelés au point 2.2.2 de cette décision. La CRE considère que cet engagement tendra à limiter les dérogations à leur strict nécessaire en assurant, *a minima*, une continuité des niveaux de capacités rendus disponibles par RTE. La CRE veillera à la bonne mise en œuvre de ce principe.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la CRE estime que les demandes de dérogation soumises par RTE sont fondées sur des motifs prévisibles, justifiées par un risque de sécurité opérationnelle et proportionnées.

La CRE suivra attentivement l'avancement des développements réalisés par RTE ainsi que les niveaux de capacité rendus disponibles par RTE pour les échanges entre zones aux différentes frontières françaises. La CRE demande à RTE de lui transmettre, à l'issue des périodes couvertes par les dérogations faisant l'objet de la présente décision, un rapport présentant ces éléments. Si RTE devait formuler de nouvelles demandes de dérogation à l'issue de ces périodes, ce rapport devrait également présenter les mesures envisagées pour continuer à améliorer les niveaux de capacité rendus disponibles pour les échanges entre zones.

¹³ Dans le cas particulier des régions NIB et SWE, RTE devra commencer par développer un outil lui permettant de calculer la marge mise à dispositions sur ces éléments de réseau. Cette différence justifie la durée plus importante des demandes de dérogation dans les régions NIB et SWE.

DECISION

En application des dispositions de l'article 16(9) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, les autorités de régulation nationales sont compétentes pour accorder les dérogations de leur gestionnaire de réseau de transport aux niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones dans les régions de calcul de capacité introduits par l'article 16(8) du règlement précité.

RTE a saisi la CRE de demandes de dérogation pour les régions de calcul de capacité Core (couvrant notamment le périmètre de la région historique Europe du Centre-Ouest), Italie Nord et Europe du sud-ouest le 4 novembre 2019, le 13 novembre 2019 et le 10 décembre 2019, respectivement. Dans la région Core, la demande de dérogation couvre une période de six mois, du 1^{er} janvier 2020 au 30 juin 2020, durant laquelle RTE s'engage à continuer de garantir le niveau de 20 % minRAM mis en œuvre dans la région CWE depuis avril 2018. Dans les régions Italie Nord et Europe du sud-ouest, les demandes de dérogation couvrent une période de douze mois, du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020, durant laquelle RTE s'engage à garantir le niveau minimal de capacité défini à l'article 16(8) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, soit 70 %, durant 70 % des heures pertinentes.

La CRE a consulté les autorités de régulation concernées au sujet de ces demandes. Celles-ci n'ont fait l'objet d'aucun commentaire particulier ni d'aucune opposition.

La CRE considère que ces dérogations sont nécessaires pour que RTE puisse développer les outils requis à l'application des niveaux minimaux de capacité imposés par l'article 16(8) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité. Par ailleurs, l'élaboration d'un plan d'action ne se justifie pas en l'absence d'identification de congestions structurelles sur le réseau français. La CRE estime donc que ces dérogations constituent une solution adaptée. Enfin, la CRE considère que les demandes de dérogations soumises par RTE sont fondées sur des motifs prévisibles, justifiées par un risque de sécurité opérationnelle et proportionnées.

Par conséquent, la CRE accorde les dérogations formulées par RTE. Ces dérogations, annexées à la présente délibération, entreront en application au 1^{er} janvier 2020.

La CRE suivra attentivement l'avancement des développements réalisés par RTE ainsi que les niveaux de capacité rendus disponibles par RTE pour les échanges entre zones aux différentes frontières françaises. La CRE demande à RTE de lui transmettre, à l'issue des périodes couvertes par les dérogations faisant l'objet de la présente décision, un rapport présentant ces éléments. Si RTE devait formuler de nouvelles demandes de dérogation à l'issue de ces périodes, ce rapport devrait également présenter les mesures envisagées pour continuer à améliorer les niveaux de capacité rendus disponibles pour les échanges entre zones.

La présente délibération est publiée sur le site Internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire.

Elle est notifiée à RTE ainsi qu'à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie.

Délibéré à Paris, le 12 décembre 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE

Les dérogations pour les régions de calcul de capacité Core, Europe du sud-ouest et Italie Nord sont annexées à la délibération.