DÉCISION (UE) 2022/258 DE LA COMMISSION

du 21 février 2022

accordant à la République hellénique une dérogation à certaines dispositions du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la Crète

[notifiée sous le numéro C(2022) 1140]

(Le texte en langue grecque est le seul faisant foi.)

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ([1]), et notamment son article 64,

vu la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE ([2]), et notamment son article 66,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) Le 3 juin 2021, la République hellénique (ci-après la «Grèce») a présenté à la Commission une demande de dérogation (ci-après la «demande») pour l'île de Crète conformément à l'article 64 du règlement (UE) 2019/943 et à l'article 66 de la directive (UE) 2019/944. Par cette demande, la Grèce sollicite une dérogation à l'article 6, à l'article 7, paragraphe 1, à l'article 8, paragraphes 1 et 4, et aux articles 9, 10, 11 et 13 du règlement (UE) 2019/943, et à l'article 40, paragraphes 4 à 7, de la directive (UE) 2019/944, pour une durée limitée, à savoir jusqu'au 31 décembre 2023.

(2) Le 1er juillet 2021, la Commission a publié la demande sur son site internet ([3]) et a invité les États membres et les parties prenantes à faire part de leurs observations jusqu'au 12 août 2021.

2. L'ÎLE DE CRÈTE

(3) L'île grecque de Crète se situe en Méditerranée, au sud de la Grèce continentale. Elle disposait jusqu'au 3 juillet 2021 d'un réseau électrique autonome non connecté au réseau national d'électricité continental.

(4) À la suite de la décision 2014/536/UE de la Commission ([4]), qui a accordé à la Grèce une dérogation à certaines dispositions de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil ([5]), la Crète a été considérée comme un petit réseau isolé au sens de l'article 2, paragraphe 42, de la directive (UE) 2019/944. Les actifs de haute tension en Crète appartiennent à Public Power Cooperation S.A. (ci-après «PPC S.A.») et sont exploités par le gestionnaire de réseau de distribution (ci-après «HEDNO S.A.»). Étant donné que l'île n'était pas interconnectée à la Grèce continentale, la Crète ne pouvait pas participer aux marchés journalier, infrajournalier et de l'équilibrage grecs, mis en œuvre en novembre 2020.

([1]) JO L 158 du 14.6.2019, p. 54.
([2]) JO L 158 du 14.6.2019, p. 125.
([3]) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf
([4]) Décision 2014/536/UE de la Commission du 14 août 2014 accordant à la République hellénique une dérogation à certaines dispositions de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil [notifiée sous le numéro C(2014) 5902] (JO L 248 du 22.8.2014, p. 12).
([5]) Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55).

(5) En application de l'article 4 de la décision 2014/536/UE de la Commission, les dérogations prévues ne s'appliquent plus aux petits réseaux isolés ni aux microréseaux isolés dès lors qu'ils sont raccordés au réseau interconnecté, et ce, indépendamment du fait que les autorités grecques aient mis un terme à la dérogation accordée par cette décision en ce qui concerne la Crète depuis le 1er janvier 2017 ([6]).

Le réseau d'électricité

(6) La Grèce a fait du projet de raccordement du réseau de la Crète au réseau d'électricité continental une priorité d'importance majeure, afin de garantir à l'île un approvisionnement en électricité sûr et fiable. Plus spécifiquement, le raccordement au réseau de la Crète, tel qu'approuvé par l'autorité de régulation grecque (ci-après la «RAE») dans le cadre des plans décennaux de développement du réseau, qui portent respectivement sur les périodes 2017 à 2026, 2018 à 2027 et 2019 à 2028, sera mis en œuvre en deux phases.

(7) La première phase (ci-après la «phase I») concerne le raccordement au réseau de la partie occidentale de la Crète (la préfecture de Chania) à la péninsule du Péloponnèse avec des lignes haute tension en courant alternatif, ce qui représente une capacité de transfert nominal d'environ 150 MW. Par conséquent, l'achèvement de la phase I ne devrait couvrir qu'une partie des besoins de la Crète en électricité (environ un tiers de la consommation d'électricité de la Crète, dont le pic atteint 710 MW et la consommation annuelle s'élève à 3 TWh), et la Crète ne sera pas entièrement interconnectée au réseau d'électricité grec au cours de cette phase. L'interconnexion entre le réseau d'électricité continental et la Crète devrait fonctionner à capacité maximale ou quasi maximale, étant donné que sa capacité ne couvre pas entièrement la demande de la Crète, et que de l'électricité sera importée en Crète depuis le réseau continental interconnecté en raison de coûts de production plus faibles. Le projet a été lancé en période d'essai le 3 juillet 2021 ([7]), et en période commerciale le 1er novembre 2021 ([8]).

(8) La seconde phase (ci-après la «phase II») concerne l'interconnexion de la partie centrale de la Crète (la préfecture d'Heraklion) avec la Grèce continentale (région de l'Attique) au moyen de deux câbles HTCC, ce qui représente une capacité de transfert nominal d'environ 1 000 MW. À la fin de la phase II, l'île de Crète devrait être entièrement interconnectée au réseau de transport de l'électricité continental et la demande d'électricité sur l'île entièrement couverte. Les câbles de la phase II devraient être opérationnels d'ici à 2023.

(9) La Grèce a expliqué que, au début de l'exploitation commerciale de l'interconnexion développée au cours de la phase I, le réseau à très haute tension d'électricité de la Crète serait transféré au gestionnaire de réseau de transport grec (ci-après «IPTO S.A.»), qui possédera et exploitera ces actifs à partir de cette date. HEDNO S.A n'exploiterait plus le réseau à très haute tension de la Crète, mais continuerait à exploiter les réseaux à basse et moyenne tension. Le transfert a eu lieu le 1er août 2021, avant le début de l'exploitation commerciale de la phase I de l'interconnexion entre la Crète et le réseau continental grec.

Le marché de l'électricité de la Crète

(10) À l'heure actuelle, les producteurs et les fournisseurs de l'île de Crète ne soumettent pas d'offres sur le marché grec et il est fait appel aux unités de production en fonction de leurs coûts variables minimums. Le prix d'équilibre pour l'électricité sur le marché de gros en Crète est calculé sur une base mensuelle, en se fondant sur les coûts variables et totaux des unités de production conventionnelles, à savoir les unités de production de PPC, étant donné que l'opérateur historique est le seul producteur d'électricité conventionnelle de l'île. Il existe en outre plusieurs producteurs d'énergies renouvelables pratiquant un tarif fixe en application d'un accord d'achat d'électricité ou un tarif fixe en fonction de la date de début d'exploitation de chaque unité.

(11) De l'achèvement de la phase I jusqu'à l'achèvement de la phase II et l'interconnexion complète de la Crète au réseau d'électricité continental de la Grèce (ci-après la «période de transition»), le raccordement du réseau de la Crète au réseau d'électricité continental sera touché par une congestion structurelle. En l'absence de dérogation, les deux options suivantes sont possibles:

([6]) Article 137A de la loi 4001/2011 (Journal officiel de la République hellénique A 179/22.8.2011).

([7]) Voir l'article 108B de la loi 4001/2011 (Journal officiel de la République hellénique A 179/22.8.2011), tel qu'ajouté par l'article 106 de la loi 4821/2021 (Journal officiel de la République hellénique A 134/31.7.2021).

([8]) En application de l'article 108C de la loi 4001/2011, tel qu'ajouté par l'article 107 de la loi 4821/2021, le gestionnaire de réseau de transport grec IPTO S.A. était obligé de pleinement exploiter l'interconnexion de la Crète (phase I) le 30 septembre 2021 au plus tard. Toutefois, cette date a été reportée au 1er novembre 2021 par décision no 734/28.09.2021 de la RAE (Journal officiel de la République hellénique B 4633/6.10.2021).

a) l'intégration de la Crète à la zone grecque de dépôt des offres sur le marché de gros de l'électricité, qui impliquerait d'importants coûts de redispatching estimés par IPTO S.A. à environ 240 millions d'EUR par an sur la base des données de 2019;

b) l'intégration de la Crète au marché de gros de l'électricité en tant que zone de dépôt des offres distincte. Cette solution apparaît inadaptée à une période de courte durée, car l'achèvement de la phase II, qui devrait prendre deux ans, devrait soulager toute congestion structurelle entre le réseau d'électricité crétois et celui de la Grèce continentale.

(12) En outre, la Crète n'est pas dotée de l'infrastructure de comptage appropriée pour permettre une intégration adéquate dans le marché de gros de l'électricité grec avant 2023.

(13) À l'heure actuelle, le marché de détail en Crète est ouvert à tous les fournisseurs actifs sur le marché grec, dont vingt sont présents en Crète. Les coûts de production sur l'île de Crète étant plus élevés que les coûts du réseau d'électricité interconnecté grec, la Grèce, pour des raisons de cohésion sociale, a opté pour l'application par les fournisseurs d'un tarif unique pour chaque catégorie de clients, sur la totalité de son territoire.

3. LES DÉROGATIONS DEMANDÉES

(14) Les dérogations demandées aux dispositions de l'article 6, de l'article 7, paragraphe 1, de l'article 8, paragraphes 1 et 4, et des articles 9, 10, 11 et 13 du règlement (UE) 2019/943 et de l'article 40, paragraphes 4 à 7, de la directive (UE) 2019/944 ont pour but de trouver une solution à l'exploitation du marché crétois de l'électricité à un jour, à moins d'un jour et d'équilibrage. Cette solution s'appliquerait au cours de la période de transition de l'interconnexion de la Crète au réseau d'électricité continental de la Grèce. Les dérogations prendront donc fin à l'achèvement de la phase II ([9]).

(15) Le demandeur propose un «modèle hybride» pour la période de transition, au titre duquel l'interconnexion entre la Crète et le réseau d'électricité continental de la Grèce sera traitée en tant que responsable d'équilibre au sens de l'article 2, point 14, du règlement (UE) 2019/943. Cet acteur agira la plupart du temps comme une unité de production d'électricité virtuelle du point de vue de la Crète et comme une charge virtuelle du point de vue continental, en important de l'électricité de la Grèce continentale en Crète. Ce flux pourrait être inversé en cas de production élevée d'énergies renouvelables en Crète, dépassant sa charge, afin d'éviter toute réduction de production à partir de sources renouvelables. Le responsable d'équilibre pour l'interconnexion de la Crète connectera physiquement le réseau continental grec à la partie haute tension de la sous-station de Chania. L'électricité qu'il prélèvera sur le réseau continental grec ou qu'il y injectera sera enregistrée par l'infrastructure de comptage de la sous-station à haute tension de Chania.

(16) Les modalités possibles pour la participation du responsable d'équilibre virtuel au marché exploité sur le réseau d'électricité continental de la Grèce ont été évaluées par la RAE à l'issue d'une consultation publique qui a eu lieu du 25 mai 2021 au 9 juin 2021.

(17) Dans le «modèle hybride» proposé, la bourse grecque de l'électricité HEnEX présenterait des offres d'achat d'électricité pour le compte des opérateurs du marché crétois sur le marché de gros grec à un jour et à moins d'un jour, conformément à des prévisions ex ante calculées par IPTO S.A. et HEDNO S.A. La Grèce propose deux options qui ont fait l'objet d'une consultation publique organisée par la RAE du 25 mai 2021 au 9 juin 2021. Ces deux options définissent de façon détaillée la manière dont le dépôt des offres peut être mis en œuvre dans la pratique, avec ou sans séparation de la charge et de la production. Les deux options sont les suivantes:

a) option 1: des ordres d'achat ou de vente à tout prix prioritaires correspondant explicitement aux quantités d'électricité pour le responsable d'équilibre pour l'interconnexion de la Crète seront présentés par HEnEx pour le compte des représentants de la charge fournissant de l'électricité aux consommateurs finaux en Crète, conformément à leur taux d'approvisionnement calculé ex ante sur une base mensuelle par HEDNO S.A., en ce qui concerne les importations prévues en Crète depuis la Grèce continentale, ou par la société DAPEEP S.A. (Renewable Energy Sources Operator & Guarantees of Origin, ci-après «DAPEEP») pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables, dans le rare cas d'exportations prévues de la Crète vers la Grèce continentale;

([9]) La Grèce n'a pas demandé de dérogation à l'article 51 du règlement (UE) 2019/943 (certification des gestionnaires de réseau de transport) ou aux dispositions du chapitre VI de la directive (UE) 2019/944 (dissociation des gestionnaires de réseau de transport). En effet, la Grèce déclare que les actifs de haute tension sur l'île de Crète, qui appartiennent aujourd'hui à PPC et sont exploités par HEDNO S.A., seront transférés au gestionnaire de réseau de transport IPTO S.A., qui possédera alors ces actifs et en assurera l'exploitation. Le transfert a eu lieu le 1er août 2021, avant le début de l'exploitation commerciale de la phase I de l'interconnexion entre la Crète et le réseau continental grec.

b) option 2: des ordres d'achat ou de vente à tout prix prioritaires pour la totalité de la charge et de la production locales de Crète seront présentés par HEnEx pour le compte des représentants de la charge conformément à leur taux d'approvisionnement calculé ex ante sur une base mensuelle par HEDNO S.A. et pour le compte des centrales thermiques en fonction des programmes de production énergétique définis par IPTO S.A. sur la base des résultats d'un programme d'appel simplifié, et par DAPEEP pour l'électricité qu'il est prévu de produire à partir de sources renouvelables.

Le règlement financier des déséquilibres sera facturé ex post aux opérateurs du marché crétois, sur la base d'une comparaison entre le programme de l'interconnexion et le flux mesuré et d'une clé de répartition calculée par HEDNO S.A.

(18) Onze contributions ont été reçues dans le cadre de la consultation publique réalisée par la RAE ([10]). Sur la base des résultats et considérant la demande de la majorité des participants de réduire au minimum l'incidence financière de l'option à mettre en œuvre, en ce qui concerne les garanties et les sûretés financières requises, la RAE a choisi en juin 2021 la mise en œuvre de l'option 2.

(19) Afin de mettre en œuvre le modèle hybride de l'option 2 pour l'exploitation du marché de gros de l'électricité crétois et l'équilibrage du système électrique, applicable à la période de transition, la Grèce demande une dérogation à certaines exigences établies dans le règlement (UE) 2019/943 et la directive (UE) 2019/944, en ce qui concerne le réseau crétois.

3.1. **Dérogation en application de l'article 64 du règlement (UE) 2019/943**

(20) La Grèce considère que le modèle hybride proposé est conforme aux principes régissant l'exploitation des marchés de l'électricité, conformément à l'article 3 du règlement (UE) 2019/943. Pour cette raison, l'article 3 de ce règlement ne fait pas partie des dérogations demandées.

3.1.1. *Article 6 du règlement (UE) 2019/943*

(21) L'article 6 du règlement (UE) 2019/943 établit les règles concernant le marché d'équilibrage. La Grèce demande une dérogation à cet article en ce qui concerne la Crète étant donné qu'aucun marché d'équilibrage ne sera exploité dans le modèle hybride.

3.1.2. *Article 7, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943*

(22) L'article 7, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943, concerne l'organisation de la gestion des marchés journaliers et des marchés infrajournaliers intégrés par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et les opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO), conformément au règlement (UE) 2015/1222 ([11]). La Grèce demande une dérogation à cet article en ce qui concerne la Crète étant donné qu'aucun marché infrajournalier ou journalier ne sera exploité dans le modèle hybride.

3.1.3. *Article 8, paragraphes 1 et 4, du règlement (UE) 2019/943*

(23) L'article 8, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943, établit l'obligation pour les NEMO de permettre aux acteurs du marché d'échanger de l'énergie jusqu'à l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones. L'article 8, paragraphe 4, de ce règlement, établit l'obligation de fixer la période de règlement des déséquilibres à 15 minutes dans toutes les zones de programmation. La Grèce demande une dérogation à ces articles en ce qui concerne la Crète étant donné que le modèle hybride ne comprend pas d'échanges journaliers et infrajournaliers, ni de période de règlement des déséquilibres de 15 minutes pour la Crète.

3.1.4. *Article 9 du règlement (UE) 2019/943*

(24) L'article 9 du règlement (UE) 2019/943 concerne les marchés à terme. La Grèce demande une dérogation à cet article en ce qui concerne la Crète étant donné qu'aucun marché à terme ne sera exploité dans le modèle hybride.

([10]) Les réponses non confidentielles sont disponibles sur le site web de la RAE.

([11]) 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 (JO L 197 du 25.7.2015, p. 24).

3.1.5. *Article 10 du règlement (UE) 2019/943*

(25) L'article 10 du règlement (UE) 2019/943 concerne les limites techniques aux offres. La Grèce demande une dérogation à cet article étant donné que la Crète ne sera pas entièrement intégrée au marché de gros de l'électricité de la Grèce dans le modèle hybride, et que des ordres à tout prix peuvent être transmis pour la Crète.

3.1.6. *Article 11 du règlement (UE) 2019/943*

(26) L'article 11 du règlement (UE) 2019/943 concerne la détermination du coût de l'énergie non distribuée. Étant donné que la Crète ne serait pas considérée comme une zone de dépôt des offres distincte et qu'elle ne serait pas entièrement intégrée à la zone de dépôt des offres grecque, la Grèce demande une dérogation à cet article en ce qui concerne la Crète.

3.1.7. *Article 13 du règlement (UE) 2019/943*

(27) L'article 13 du règlement (UE) 2019/943 concerne le redispatching. Étant donné que l'absence d'exploitation d'un marché d'équilibrage en Crète implique la non-application des règles en matière de redispatching, la Grèce demande une dérogation à cet article en ce qui concerne la Crète.

3.2. **Dérogation en application de l'article 66 de la directive (UE) 2019/944**

3.2.1. *Article 5 de la directive (UE) 2019/944*

(28) Dans sa demande, la Grèce a sollicité une dérogation au principe fondamental des prix de fourniture de l'électricité fondés sur le marché conformément à l'article 5, paragraphe 3, de la directive (UE) 2019/944. Cette demande a été retirée le 15 juillet 2021. Par conséquent, aucune autre analyse n'est nécessaire dans la présente décision.

3.2.2. *Article 40, paragraphes 4, 5, 6 et 7, de la directive (UE) 2019/944*

(29) L'article 40 de la directive (UE) 2019/944 définit les tâches des GRT. Les paragraphes 4 à 7 établissent les principes relatifs à l'acquisition de services auxiliaires, y compris de services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence. Compte tenu de l'absence d'exploitation d'un marché d'équilibrage et d'acquisition de services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence fondée sur le marché, la Grèce demande une dérogation à l'article 40, paragraphes 4 à 7, en ce qui concerne les tâches des GRT applicables à la Crète.

3.3. **Durée de la dérogation demandée**

(30) La Grèce demande la dérogation pour la durée de la période de transition, allant du lancement de la phase I attendu au deuxième trimestre de 2021 jusqu'à la mise en service de la phase II attendue d'ici la fin 2023.

4. **OBSERVATIONS REÇUES AU COURS DE LA PÉRIODE DE CONSULTATION**

(31) Durant la consultation, la Commission a reçu une contribution des autorités bulgares, qui ont indiqué ne pas avoir d'objections à la demande de dérogation présentée par la Grèce.

5. **ÉVALUATION**

(32) Conformément à l'article 64 du règlement (UE) 2019/943, une dérogation aux dispositions pertinentes des articles 3 et 6, de l'article 7, paragraphe 1, de l'article 8, paragraphes 1 et 4, des articles 9, 10 et 11, des articles 14 à 17, des articles 19 à 27, des articles 35 à 47 et de l'article 51 dudit règlement peut être accordée si l'État membre peut démontrer l'existence de problèmes importants pour l'exploitation de petits réseaux connectés.

(33) Conformément à l'article 66 de la directive (UE) 2019/944, une dérogation aux dispositions pertinentes des articles 7 et 8 et des chapitres IV, V et VI de cette directive peut être accordée lorsque l'État membre peut prouver que des problèmes importants se posent pour l'exploitation de petits réseaux connectés ou de petits réseaux isolés. Les petits réseaux isolés peuvent aussi demander à bénéficier d'une dérogation aux articles 4, 5 et 6 de cette directive.

(34) Sauf dans le cas des régions ultrapériphériques, la dérogation est limitée dans le temps et soumise à des conditions visant à renforcer la concurrence et l'intégration sur le marché intérieur de l'électricité.

(35) Enfin, il convient de faire en sorte que la dérogation ne fasse pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables, à une plus grande souplesse, au stockage d'énergie, à la mobilité électrique et à la participation active de la demande.

5.1. **Petit réseau connecté**

(36) Le règlement (UE) 2019/943 ne prévoit pas de dérogations automatiques généralisées pour les petits réseaux connectés ou les petits réseaux isolés. Par conséquent, malgré la grande variété de dimensions et de caractéristiques techniques des réseaux électriques dans l'Union, tous ces réseaux peuvent et doivent être exploités conformément au cadre réglementaire complet.

(37) Toutefois, l'article 64, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943 prévoit une dérogation à l'application de certaines dispositions de ce règlement si les États membres démontrent, entre autres, que l'application de ces dispositions aux petits réseaux connectés pourrait entraîner des problèmes importants pour leur exploitation, notamment en raison des conditions géographiques ou des fluctuations de la demande propres aux réseaux en question.

(38) Selon l'article 2, point 43, de la directive (UE) 2019/944, on entend par «petit réseau isolé» «tout réseau qui avait une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996, et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité supérieure à 5 % de sa consommation annuelle».

(39) L'île de Crète constitue un petit réseau connecté, car sa consommation était inférieure au seuil de 3 000 GWh en 1996. Avec l'achèvement de la phase I, environ un tiers de la consommation annuelle de la Crète sera couvert par l'interconnexion avec le réseau d'électricité continental de la Grèce.

(40) Ainsi, avec l'achèvement de la phase I, la Crète répond à la définition de «petit réseau connecté» au sens de l'article 64, paragraphe 1, point a), du règlement (UE) 2019/943.

5.2. **Problème important pour l'exploitation du réseau**

(41) L'expression «problèmes importants» employée à l'article 64, paragraphe 1, point a), du règlement (UE) 2019/943 n'a été définie ni par le législateur, ni par la Commission dans sa pratique décisionnelle. La formulation ouverte permet à la Commission de tenir compte de tous les problèmes potentiels liés à la situation particulière des petits réseaux, pour autant qu'ils soient importants et non marginaux. Ces problèmes peuvent varier considérablement en fonction des particularités géographiques et de la production et de la consommation du réseau en question, mais aussi en fonction des progrès techniques, notamment en matière de stockage de l'électricité et de production d'électricité à petite échelle. En outre, ces problèmes importants doivent être liés à l'exploitation de petits réseaux isolés et de petits réseaux connectés.

(42) La Grèce souligne les problèmes suivants pour l'exploitation du marché de l'électricité en Grèce, dans le cas où les acteurs du marché crétois seraient pleinement intégrés, par extension de la zone de dépôt des offres grecque à la Crète ou par création d'une nouvelle zone de dépôt des offres crétoise, aux marchés de l'électricité grecs opérant sur le réseau continental interconnecté:

a) les insuffisances de l'infrastructure de comptage ne permettront pas la pleine participation des acteurs du marché crétois aux marchés grecs de l'électricité à un jour, à moins d'un jour et d'équilibrage. En particulier, les systèmes de mesure nécessaires ne sont pas en place et ne seront pas prêts avant 2023;

b) la nouvelle interconnexion (phase I) doit être prête à être utilisée dès le jour de sa mise en service afin d'éviter tout coût supplémentaire pour les consommateurs grecs. En effet, les bourses de l'électricité sur cette interconnexion réduiront la production des centrales thermiques les plus onéreuses en Crète, ce qui réduira le coût total de l'électricité fournie en Crète et la charge correspondante des OSP supportée par les consommateurs grecs. Cela réduirait également les émissions de CO_2;

c) l'interconnexion résultant de l'achèvement de la phase I sera utilisée à sa capacité maximale disponible et devrait être la plupart du temps touchée par une congestion, jusqu'à l'achèvement de la phase II. La pleine application du règlement (UE) 2019/943 et de la directive (UE) 2019/944 entraînerait l'intégration de la Crète aux marchés de l'électricité, par l'intermédiaire d'une ou de deux zones de dépôt des offres, menant aux deux scénarios suivants:

— une zone de dépôt des offres: l'intégration de la Crète au marché de gros de l'électricité via la zone de dépôt des offres continentale grecque impliquerait des coûts de redispatching élevés, estimés par IPTO S.A. à environ 240 millions d'EUR par an sur la base de données de 2019 et supportés par les consommateurs grecs;

— deux zones de dépôt des offres: l'intégration de la Crète dans le marché de gros de l'électricité en tant que zone de dépôt des offres distincte ne serait pas une solution durable. L'achèvement de la phase II après une courte période de transition devrait soulager toute congestion structurelle entre le réseau d'électricité crétois et le réseau d'électricité continental de la Grèce.

(43) Eu égard à ce qui a été dit aux considérants 41 et 42, la Grèce note qu'une solution applicable à la période de transition doit être trouvée. Vu que la phase I a commencé en période d'essai le 3 juillet 2021 et en période commerciale le 1er novembre 2021, cette solution doit être mise en œuvre sans heurts et en un court laps de temps, sans modifications importantes du cadre juridique et réglementaire actuel, compte tenu du besoin pour les acteurs du marché de s'adapter et du caractère temporaire de la solution. À cet égard, l'approche fondée sur «deux zones de dépôt des offres» semble incompatible avec les contraintes de temps, compte tenu notamment du processus qui doit être suivi pour établir une nouvelle zone de dépôt des offres, conformément à l'article 14 du règlement (UE) 2019/943 et à l'article 32 du règlement (UE) 2015/1222.

(44) Sur la base d'une évaluation réalisée par IPTO S.A. et portant sur les coûts liés à l'exploitation du marché en Crète dans le cadre des trois scénarios, à savoir le modèle hybride suggéré dans la demande, l'approche fondée sur une zone de dépôt des offres et l'approche fondée sur deux zones de dépôt des offres, les bénéfices annuels résultant du modèle hybride sont estimés à 156 millions d'EUR. En ce qui concerne les deux autres scénarios, à savoir l'approche fondée sur une zone de dépôt des offres et l'approche fondée sur deux zones de dépôt des offres, le bénéfice annuel est respectivement estimé à 121 millions d'EUR et 113 millions d'EUR. Par conséquent, la Grèce considère que le modèle hybride proposé constituerait l'approche optimale au cours de la période de transition.

(45) Les autorités grecques ont souligné que la participation effective des acteurs du marché crétois au marché de l'électricité grec est entravée par le manque d'infrastructure de comptage appropriée sur l'île (voir le considérant 42 ci-dessus).

(46) En outre, alors que l'utilisation de la nouvelle interconnexion (phase I) engendrerait des avantages considérables, en réduisant le coût de l'électricité fournie dans l'île et les émissions de CO_2, l'interconnexion devrait être la plupart du temps touchée par une congestion, jusqu'à l'achèvement de la phase II (voir les considérants 7 et 42 ci-dessus).

(47) Pour ces raisons, l'intégration des acteurs du marché crétois au marché de l'électricité grec entraînerait des coûts de redispatching élevés si elle était réalisée au moyen de l'extension de la zone de dépôt des offres grecque à la Crète (voir les considérants 7 et 42 ci-dessus). Par ailleurs, la création d'une zone de dépôt des offres distincte pour la Crète n'est pas proportionnée pour une courte période et compte tenu du fait que l'achèvement de la phase II devrait soulager toute congestion structurelle entre le réseau d'électricité crétois et le réseau d'électricité continental de la Grèce (voir les considérants 8 et 43 ci-dessus).

(48) À la lumière des considérants 42 à 47 ainsi que des considérants 7 et 8, la Commission conclut que la Grèce a démontré l'existence de problèmes importants pour l'exploitation du réseau d'électricité en Crète en tant que petit réseau connecté, jusqu'à l'achèvement de l'interconnexion complète au réseau continental. Le modèle hybride temporaire proposé par les autorités grecques est destiné à résoudre ces problèmes et s'avère particulièrement bénéfique par rapport à la pleine intégration du réseau crétois au marché de l'électricité grec au cours de la période de transition.

5.3. **Champ d'application de la dérogation**

(49) Afin de mettre en œuvre le modèle hybride pour l'île de Crète au cours de la période de transition, des dérogations aux dispositions de l'article 6, de l'article 7, paragraphe 1, de l'article 8, paragraphes 1 et 4, et des articles 9, 10 et 11 du règlement (UE) 2019/943, et de l'article 40, paragraphes 4 à 7, de la directive (UE) 2019/944, sont nécessaires.

(50) L'article 64 du règlement (UE) 2019/943 ne prévoit pas la possibilité d'une dérogation à son article 13. Toutefois, compte tenu de la dérogation, si celle-ci est accordée, à l'article 6, à l'article 7, paragraphe 1, et à l'article 8, paragraphe 1, l'article 13 n'est de facto pas applicable. En effet, selon l'article 2, point 26, du règlement (UE) 2019/943, on entend par «redispatching» une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système. La logique sous-jacente est que le gestionnaire de réseau corrige le fonctionnement du marché pour veiller à sa cohérence avec les capacités physiques du réseau. Lorsque le cadre fondamental du marché n'est pas encore applicable, cette correction n'a aucune raison d'être.

(51) En outre, un redispachting est mis en œuvre en Grèce continentale au moyen des offres d'équilibrage, conformément à l'article 13, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943. L'absence de marchés d'équilibrage en Crète pour la durée de la dérogation ne permettrait donc pas une intégration à la méthodologie de redispatching grecque.

(52) En conséquence des considérants 49, 50 et 51, l'article 13 du règlement (UE) 2019/943 ne sera de facto pas applicable. La Commission n'est toutefois pas habilitée à adopter une décision en ce qui concerne cette disposition et elle n'accordera donc pas de dérogation formelle à cet égard.

(53) Conformément au modèle hybride, en Crète, le gestionnaire de réseau de transport grec IPTO S.A. n'acquerra pas de services d'équilibrage et de services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence conformément à l'article 40, paragraphes 4 à 7, de la directive (UE) 2019/944, étant donné la dérogation à l'article 6 et à l'article 7, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943.

(54) La dérogation est par conséquent uniquement applicable à la Crète.

5.4. **Garantie que la dérogation ne fait pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables, une plus grande souplesse, le stockage d'énergie, la mobilité électrique et la participation active de la demande**

(55) En application de l'article 64, paragraphe 1, cinquième alinéa, du règlement (UE) 2019/943, une décision de dérogation vise à garantir que la dérogation ne fait pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables, une plus grande souplesse, le stockage d'énergie, la mobilité électrique et la participation active de la demande.

(56) Jusqu'à son interconnexion au moins partielle avec la Grèce continentale, des limitations techniques ont été appliquées à la Crète, imposant une pénétration maximale des énergies renouvelables égale à 25 % de la charge, en raison de contraintes de sécurité d'exploitation. L'achèvement de la phase I mettra un terme à cette limite imposée aux énergies renouvelables. Le modèle hybride permet à la Crète d'exporter son électricité en cas de faible charge et de production élevée d'énergies renouvelables, afin d'éviter toute réduction de production à partir de sources renouvelables.

(57) En ce qui concerne une plus grande souplesse, le stockage d'énergie et la participation active de la demande, la possibilité de proposer des services de flexibilité, y compris le stockage, pour soutenir le réseau d'électricité dépend de la qualité des signaux de prix et de leur capacité à fournir à ces fournisseurs de services des incitations efficaces en matière d'investissement et d'appel. En règle générale, une congestion structurelle au sein d'une zone de dépôt des offres, ce qui surviendra au cours de la période de transition de la phase I à la phase II, peut entraîner une déformation des signaux d'investissement pour les services de flexibilité localisés. Toutefois, dans une approche fondée sur deux zones de dépôt des offres pour la Crète et la Grèce continentale, le signal d'investissement serait très instable, compte tenu du calendrier pour l'achèvement de la phase II et de l'interconnexion complète de la Crète avec la Grèce continentale, ce qui soulagera la congestion structurelle. Par conséquent, étant donné que la connexion au continent permettra la fourniture de services de flexibilité fondée sur le marché, une dérogation de courte durée permettant l'intégration rapide de la Crète au réseau continental favorise l'intégration de la participation active de la demande, le stockage d'énergie et d'autres sources de flexibilité.

(58) L'article 64 du règlement (UE) 2019/943 n'exige pas que les décisions de dérogation soient prises pour maximiser le potentiel de flexibilité ou de stockage d'énergie, mais uniquement pour viser à garantir que la dérogation n'y fait pas obstacle. En d'autres termes, la dérogation ne doit pas empêcher les évolutions qui, sans la dérogation, se produiraient naturellement. À cet égard, le caractère temporaire de la dérogation et la préparation à la pleine exploitation du marché dès l'achèvement de la phase II sont de la plus haute importance.

(59) Par conséquent, si la dérogation ne fait pas obstacle à la transition vers une plus grande souplesse, y compris en matière de stockage d'énergie, il importe de prendre en considération la nécessité d'envoyer des signaux d'investissement appropriés et l'incidence de la dérogation sur d'éventuels investissements dans le stockage ou d'autres services de flexibilité.

(60) Compte tenu de son caractère transitoire, le modèle hybride n'a pas d'incidence notable sur le développement des sources d'énergie renouvelable, la flexibilité, le stockage d'énergie, la mobilité électrique et la participation active de la demande.

(61) En application de l'article 64, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943, la Commission énonce la mesure dans laquelle la dérogation doit tenir compte de l'application des codes de réseau et des lignes directrices. À l'exclusion des dispositions affectées par le champ d'application de la dérogation détaillé à la section 5.3 ci-dessus, les codes de réseau et les lignes directrices s'appliquent à la Crète.

5.5. **Limitation de la dérogation dans le temps et conditions visant à renforcer la concurrence et l'intégration sur le marché intérieur de l'électricité**

(62) L'article 64 du règlement (UE) 2019/943 dispose expressément que la dérogation doit être limitée dans le temps et doit être soumise à des conditions visant à renforcer la concurrence et l'intégration sur le marché intérieur de l'électricité.

(63) La demande de dérogation est limitée à la période de transition allant jusqu'à la fin 2023 au plus tard.

(64) Il est entendu que, d'ici la fin 2023, l'interconnexion entre la Crète et le réseau continental de la Grèce devrait être opérationnelle, au même titre que l'infrastructure de comptage appropriée permettant à la Crète de participer aux marchés de gros de l'électricité de la Grèce. Tout report nécessiterait une nouvelle demande de dérogation.

5.6. **Durée d'effet**

La demande a été reçue avant l'achèvement de la phase I. Afin d'éviter toute modification soudaine et imprévisible du cadre réglementaire, qui serait susceptible de nuire fortement au fonctionnement du marché sur l'île de Crète et potentiellement en Grèce continentale, il convient que la présente décision s'applique à compter de la date de début d'exploitation de la phase I,

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

Une dérogation aux dispositions de l'article 6, de l'article 7, paragraphe 1, de l'article 8, paragraphes 1 et 4, et des articles 9, 10 et 11 du règlement (UE) 2019/943 et aux dispositions de l'article 40, paragraphes 4 à 7, de la directive (UE) 2019/944 est accordée à la République hellénique, en ce qui concerne la Crète.

Article 2

La dérogation accordée au titre de l'article 1er s'applique jusqu'au 31 décembre 2023 ou jusqu'à l'achèvement de la phase II de l'interconnexion entre la Crète et la Grèce continentale, le délai le plus court étant retenu.

Article 3

La République hellénique informe la Commission européenne avant la fin 2022 des progrès réalisés et de la planification restante en vue de l'achèvement et de l'exploitation commerciale de la phase II de l'interconnexion entre la Crète et la Grèce continentale, y compris en ce qui concerne le déploiement et l'exploitation de l'infrastructure de comptage appropriée permettant la participation de la Crète au marché de gros et d'équilibrage grec.

Article 4

La République hellénique est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 21 février 2022.

Par la Commission
Kadri SIMSON
Membre de la Commission