

## Commentaire

### Décision n° 2014-410 QPC du 18 juillet 2014

*Société Roquette Frères*

*(Rémunération de la capacité de production des installations de cogénération  
d'une puissance supérieure à 12 mégawatts)*

Le Conseil constitutionnel a été saisi le 23 mai 2014 par le Conseil d'État (décision n° 375784 du 23 mai 2014) d'une question prioritaire de constitutionnalité (QPC) posée par la société Roquette Frères relative à la conformité aux droits et libertés que la Constitution garantit de l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie.

Dans sa décision n° 2014-410 QPC du 18 juillet 2014, le Conseil constitutionnel a déclaré les dispositions de cet article contraires à la Constitution.

#### **I. – Les dispositions contestées**

##### **A. – Le contexte des dispositions contestées**

###### **1. – La cogénération**

La cogénération est une technique qui permet de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. En générant conjointement les deux énergies, les installations de cogénération bénéficient, pour un volume de combustible donné, d'un rendement supérieur à celui qu'auraient deux installations qui génèreraient de la chaleur et de l'électricité de manière indépendante. La cogénération est présente dans des secteurs très variés, notamment l'industrie, les réseaux de chaleur des immeubles collectifs, l'agriculture (pour le chauffage des serres).

L'électricité produite par cogénération est le plus souvent achetée par EDF, dans le cadre d'un dispositif d'obligation d'achat, tandis que la chaleur cogénérée est soit autoconsommée, soit vendue.

La cogénération est fortement promue par l'Union européenne : une première directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 a permis la mise en œuvre de mesures de soutien à cette filière ; une seconde directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012

relative à l'efficacité énergétique a renforcé les politiques de soutien à la cogénération, en encourageant le recours aux dispositifs de financement.

Les installations de cogénération se distinguent selon trois paramètres principaux : le combustible employé, le « débouché chaleur » et le « combustible effacé ». En France, le gaz naturel est le principal combustible employé (il représentait 80 % de la production d'électricité par cogénération en 2008<sup>1</sup>), mais certaines installations utilisent la biomasse. Les principaux « débouchés chaleur » de l'électricité produite par cogénération sont la participation à des processus industriels, pour les deux tiers, et l'alimentation de réseaux de chaleur d'immeubles collectifs, pour le dernier tiers<sup>2</sup>. L'électricité produite par cogénération se substituant, pour l'essentiel, à de l'électricité produite à partir de gaz ou de charbon, on dit qu'elle « efface » du gaz ou du charbon.

## **2. – Le régime antérieur à la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013**

Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable, le développement de la cogénération a connu trois phases, en fonction des conditions contractuelles de rachat par EDF de l'électricité ainsi produite.

\*Jusqu'en 1996, le cadre contractuel proposé par EDF s'inscrivait dans le cadre de l'obligation d'achat classique.

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz a exclu de la nationalisation les entreprises de production d'électricité dont la production annuelle moyenne était inférieure à 8 000 KW. Toutefois, le transport et la distribution<sup>3</sup> de l'électricité étant nationalisés, l'écoulement de l'électricité disponible des producteurs autonomes ne pouvait être assuré qu'en imposant à EDF soit une obligation d'achat soit une obligation de transport, soit les deux.

Le décret n° 55-662 du 20 mai 1955 réglant les rapports entre les établissements visés par les articles 2 et 23 de la loi du 8 avril 1946 et les producteurs autonomes d'énergie a mis en place un mécanisme d'obligation d'achat par EDF

---

<sup>1</sup> Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, «Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement», p. 17

<sup>2</sup> Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 10 décembre 2013 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la prime rémunérant la disponibilité des installations de cogénération de puissance supérieure à 12 MW et ayant bénéficié de l'obligation d'achat, p. 2.

<sup>3</sup> L'activité « transport » correspond à l'acheminement sur de longues distances (à haute tension), tandis que l'activité « distribution » correspond à l'acheminement final jusqu'aux consommateurs.

et les distributeurs non nationalisés des capacités non consommées des producteurs autonomes. Ce décret fixait les prix minima qu'EDF était tenu de leur consentir. Le bénéfice de l'obligation d'achat était alors réservé aux installations d'une puissance inférieure à 8 mégawatts (MW).

Dans le Rapport sur le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, M. Christian Bataille indique : « *Les années 1993 et 1994 ont vu un développement significatif des petites unités vendant à EDF de l'électricité produite pendant les périodes de pointe. Un tel développement était inutile dans un contexte marqué par une surcapacité de notre parc. Le décret du 20 mai 1955 ne permettait pas aux pouvoirs publics de suspendre l'obligation d'achat, ni de l'assortir de conditions particulières* »<sup>4</sup>.

C'est pourquoi l'article 1<sup>er</sup> du décret n° 94-1110 du 20 décembre 1994 modifiant le décret du 20 mai 1955 a introduit la possibilité de suspendre, de manière sélective, l'obligation pour EDF et les autres distributeurs, de conclure des contrats d'obligation d'achat avec les producteurs autonomes. Ce même article a, néanmoins, rendu permanente l'obligation de passer de tels contrats avec les installations produisant de l'électricité à partir de cogénération, des énergies renouvelables et des déchets.

Les tarifs de l'électricité produite par cogénération étaient proches des conditions du marché régulé de l'époque.

Au total, près de 190 installations de cogénération se sont développées dans ce cadre.

\* Au cours de la période allant de 1997 à 2001, la cogénération a connu un très fort développement grâce à la mise en place d'un cadre public favorable reposant sur des incitations fiscales<sup>5</sup> et un dispositif d'obligation d'achat spécifique : les contrats dits « 97-01 » et « 99-02 » assuraient une obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération pendant douze ans selon des tarifs attractifs, modulés en fonction de la disponibilité des installations et de leur efficacité énergétique.

En 2007, on comptait 620 installations titulaires de contrats 97-01 et 60 installations titulaires de contrats 99-02<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> M. Christian Bataille, *Rapport sur le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*, Assemblée Nationale, XI<sup>e</sup> législature, n° 1371, 4 février 1999, p. 192.

<sup>5</sup> Les installations de cogénération ont bénéficié d'une exonération de taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel pendant cinq ans, d'un amortissement accéléré sur un an des dépenses d'investissement et d'une réduction de 50 % de la taxe professionnelle.

<sup>6</sup> *Rapport sur les installations de cogénération sous obligation d'achat*, Inspection générale des finances et Conseil général des mines., janv. 2007, annexe III, p. 5.

\* Le développement de la cogénération a ensuite connu un très fort ralentissement, du fait de l'exclusion des installations d'une puissance supérieure à 12 MW du bénéfice de l'obligation d'achat.

L'article 54 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a abrogé le décret de 1955 qui était la base des contrats d'obligation d'achat susmentionnés. Le 2° de l'article 10 de la même loi a réservé l'obligation d'achat aux « *installations dont la puissance installée par site de production n'excède pas 12 mégawatts qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération* » (dispositions codifiées à l'article L. 314-1 du code de l'énergie par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011).

Cette réduction de la portée de l'obligation d'achat avait pour but, selon l'exposé des motifs, de « *favoriser le recours à des énergies respectueuses de l'environnement ou des techniques de production performantes en termes d'efficacité énergétique. Il est légitime de limiter le bénéfice de cette obligation d'achat aux installations qui ne pourraient raisonnablement rechercher des clients sur le marché, compte tenu notamment de leur petite taille* »<sup>7</sup>.

Il convient de préciser qu'en vertu du 1° de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, les installations qui alimentent des réseaux de chaleur continuent de bénéficier de l'obligation d'achat indépendamment de leur puissance, dès lors que la puissance installée de ces installations est en rapport avec la taille du réseau de chaleur.

Les contrats d'achat 97-01 et 99-02 qui avaient été conclus, antérieurement à l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, avec des installations de cogénération d'une puissance supérieure à 12 MW ont continué d'être honorés jusqu'à leur terme s'ils n'avaient pas été dénoncés par leurs bénéficiaires.

L'arrivée à échéance de ces contrats entre 2008 et 2013 a eu un effet dépressif sur le parc de cogénération d'une puissance supérieure à 12 MW.

Dans une délibération du 10 décembre 2013, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) indique que « *Les installations dont le contrat d'obligation d'achat est arrivé à échéance ont alors dû évaluer si les revenus apportés par une valorisation sur les marchés de leur électricité leur permettait de continuer à fonctionner, voire d'effectuer les investissements nécessaires au prolongement*

---

<sup>7</sup> Exposé des motifs du projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, Assemblée nationale, XI<sup>e</sup> législature, 9 décembre 1998, n° 1253.

*de leur activité. Depuis peu, la diminution des prix du marché de l'électricité, la hausse des prix du gaz et un faible niveau du prix du CO<sub>2</sub> ont engendré une situation peu propice au fonctionnement des centrales produisant de l'électricité à partir de gaz, augmentant l'incertitude pesant sur leurs revenus »<sup>8</sup>.*

En conséquence, le parc de cogénération industrielle a diminué à la fois en nombre d'unités et en puissance totale. Selon l'exposé sommaire des motifs de l'amendement présenté à l'Assemblée nationale qui est à l'origine des dispositions contestées, « *en 2011, on comptait 45 cogénérations de plus de 12 MW réparties sur 35 sites industriels pour une puissance de 1 900 MW ; elles ne sont plus en 2013 qu'une trentaine d'unités, réparties sur 20 sites pour une puissance de moins de 1 500 MW* »<sup>9</sup>.

Toutefois, les situations sont contrastées : si certaines installations ont été démantelées (sans d'ailleurs que la fin de l'application du tarif aidé soit nécessairement la seule raison de ce démantèlement), d'autres ont fait le choix de réduire leur puissance sous la barre des 12 MW afin de pouvoir continuer à bénéficier du contrat d'obligation d'achat prévu par l'article L. 314-1 du code de l'énergie, tandis que d'autres, encore, ont conservé leur activité et leur puissance en s'adaptant au prix du marché.

En effet, le parc de cogénération d'une puissance supérieure à 12 MW ne constitue pas un ensemble homogène. La CRE distingue quatre catégories d'installations selon leur « débouché chaleur » et leur « combustible effacé » : industriel / gaz ; industriel / charbon ; réseau de chaleur / gaz ; réseau de chaleur / charbon. La CRE indique que les coûts d'exploitation et les besoins en termes d'investissement de ces quatre catégories d'installations ne sont pas identiques.

En définitive, au 1<sup>er</sup> janvier 2013, le parc de cogénération d'une puissance supérieure à 12 mégawatts représentait, selon le ministre de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie, 2,7 gigawatts (GW), dont 1,7 GW d'installations ayant bénéficié de l'obligation d'achat (soit 2/3) et 1 GW d'installations n'en ayant pas bénéficié (soit 1/3).

C'est dans ce contexte qu'a été adopté l'article 43 de la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable, introduisant les dispositions contestées dans le code de l'énergie.

---

<sup>8</sup> Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 10 décembre 2013 préc., p. 2.

<sup>9</sup> Exposé sommaire de l'amendement n° 125 présenté par le gouvernement (cf. J.O. Débats, Assemblée nationale, séance du 17 mai 2013).

### 3. – Les dispositions contestées

Tandis que l'article L. 314-1 du code de l'énergie réserve le bénéfice de l'obligation d'achat aux installations d'une puissance qui n'excède pas 12 MW, l'article L. 314-1-1 du même code permet aux installations de plus de 12 MW, en exploitation au 1<sup>er</sup> janvier 2013, et qui avaient antérieurement bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat de bénéficier d'une prime qui les rémunère pour la disponibilité de leur production électrique.

Le premier alinéa de l'article L. 314-1-1 dispose que : « *Les installations de cogénération en exploitation au 1<sup>er</sup> janvier 2013 d'une puissance supérieure à 12 mégawatts électriques et ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat peuvent bénéficier d'un contrat qui les rémunère pour la disponibilité annuelle de leur capacité de production, aussi bien en hiver qu'en été. Ce contrat est signé avec Electricité de France* ». Il précise ensuite que la rémunération est plafonnée et qu'elle est calculée en fonction de trois critères : les investissements nécessaires sur la période allant jusqu'au 31 décembre 2016, la rentabilité propre des installations et l'impact positif de ces installations sur l'environnement.

Le second alinéa renvoie à un arrêté ministériel, pris après avis de la CRE, le soin de fixer les termes du contrat et du plafonnement de la rémunération. L'article 6 de l'arrêté du 19 décembre 2013 pris pour l'application de l'article L. 314-1-1 dispose que : « *Le producteur est rémunéré pour la disponibilité annuelle de sa capacité de production, aussi bien en hiver qu'en été, pour une durée d'au maximum trois ans, comprise entre la date d'effet de l'engagement de disponibilité telle que prévue à l'article 3 et le 31 décembre 2016. / La rémunération annuelle est calculée de la façon suivante : Rémunération annuelle = Rémunération plancher hiver + Rémunération plancher été + amortissement des investissements (...)* »<sup>10</sup>.

Le mécanisme institué par les dispositions de l'article L. 314-1-1 a vocation à s'appliquer durant une période limitée. Selon l'exposé sommaire de l'amendement dont elles sont issues elles visent « *à préserver la filière de la cogénération à haut rendement*<sup>11</sup> (...) *en ouvrant une période transitoire pour les contrats d'obligation d'achat arrivant à échéance pour toutes les installations de plus de 12 MW, afin de leur permettre d'assurer les*

<sup>10</sup> Arrêté du 19 décembre 2013 pris en application de l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie relatif à la prime rémunérant la disponibilité des installations de cogénération supérieures à 12 MW et ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat , n° NOR : DEVR 1329090A< ;

<sup>11</sup> Une installation de cogénération est qualifiée d'installation à haut rendement lorsqu'elle génère une économie d'énergie primaire de 10 % par rapport à une production séparée d'électricité et de chaleur.

*investissements utiles dans l'attente de l'entrée en vigueur de la rémunération du marché de capacité de la loi NOME à partir de l'hiver 2016/2017 ».*

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite « loi NOME », prévoit une réorganisation du marché de l'électricité fondée sur un équilibre entre régulation et encouragement de la concurrence. Les fournisseurs alternatifs d'électricité pourront conclure des contrats d'achat d'électricité de base avec EDF à un prix et pour une quantité régulés. En contrepartie, ils seront contraints de disposer, en permanence, de capacités de production et d'effacement suffisantes, pour assurer le bon équilibre entre offre et demande, notamment pendant les périodes de pointe.

L'article L. 314-1-1 est donc conçu pour faire la « soudure » entre les contrats d'obligation d'achat conclus avant l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000 qui sont arrivés à échéance entre 2008 et 2013, et le mécanisme de capacité prévu par la loi NOME, qui n'entrera en vigueur qu'à compter de l'hiver 2016.

Le coût de ce dispositif transitoire est pris en charge par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), comme l'est celui des contrats d'obligation d'achat<sup>12</sup>.

## **B. – Origine de la QPC et question posée**

La société Roquette Frères exploite deux installations de cogénération d'une puissance supérieure à 12 MW. Elle est, de ce fait, exclue du bénéfice de l'obligation d'achat prévue par le 2° de l'article L. 314-1 du code de l'énergie, qui est réservée aux installations d'une puissance n'excédant pas 12 MW. Elle est également exclue du bénéfice du contrat prévu par l'article L. 314-1-1 de ce code dès lors qu'elle n'avait pas conclu un contrat d'obligation d'achat avant l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000.

Le 25 février 2014, elle a présenté une requête pour excès de pouvoir devant le Conseil d'État tendant à l'annulation de l'arrêté du 19 décembre 2013 susmentionné. À cette occasion, elle a soulevé une QPC portant sur l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie en soutenant que ses dispositions portent atteinte au principe d'égalité devant la loi et à la liberté d'entreprendre.

Dans sa décision n° 375784 du 23 mai 2014, le Conseil d'État a considéré que *« le moyen tiré de ce que, compte tenu de la différence de traitement qu'elle prévoit entre les installations de cogénération en exploitation au*

---

<sup>12</sup> V. le rapport public annuel 2011 de la Cour des comptes, « La compensation des charges du service public de l'électricité », p. 279.

*1<sup>er</sup> janvier 2013 d'une puissance supérieure à 12 mégawatts électriques, selon qu'elles ont ou non bénéficié antérieurement d'un contrat d'obligation d'achat, elle porte atteinte aux droits et libertés garantis par la Constitution, notamment au principe d'égalité, soulève une question présentant un caractère sérieux ».* En conséquence, il a décidé de renvoyer cette QPC au Conseil constitutionnel.

La loi du n° 2013-619 du 16 juillet 2013 n'avait pas été soumise au Conseil constitutionnel, de sorte qu'il ne s'est pas prononcé sur la conformité des dispositions de son article 43.

## **II. – L'examen de la constitutionnalité des dispositions contestées**

Deux griefs étaient invoqués par la société requérante : la méconnaissance des principes d'égalité devant la loi et de la liberté d'entreprendre.

L'argumentation de la société requérante à l'appui du premier grief reposait sur l'idée que les installations de cogénération d'une puissance supérieure à 12 MW sont placées dans la même situation, qu'elles aient ou non bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat auparavant, et que la différence de traitement instituée entre elles par l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie selon qu'elles avaient conclu ou non un tel contrat n'est pas justifiée par une raison d'intérêt général en rapport avec l'objet de la loi.

Pour démontrer l'absence de caractère pertinent du critère sur lequel était fondé la différence de traitement, la société requérante contestait, en particulier, l'existence de différence de taux de rentabilité et de besoins en investissements entre les deux catégories d'installations.

Cette position était confortée par la délibération susmentionnée du 10 décembre 2013 de la CRE, selon laquelle *« Afin d'établir le niveau de la prime permettant aux installations de cogénération [d'une puissance supérieure à 12 MW auparavant sous contrat] de couvrir le manque à gagner qu'elles constatent en vendant leur production sur le marché de l'électricité, la DGEC a demandé aux exploitants de celles-ci de lui fournir leurs plans d'affaires. Une partie seulement de ces documents a été transmise à la CRE qui n'a donc pu disposer que d'informations technico-économiques partielles, pour seulement 1 150 MW, et strictement déclaratives. (...) la CRE envisage de procéder à un audit des conditions économiques de fonctionnement des installations de cogénération objet du présent projet d'arrêté. (...) Les montants des investissements nécessaires à chacune des installations sont très variables d'une installation à l'autre : d'après les données déclarées par les cogénérateurs sur 2013 à 2016,*



*ils peuvent varier de 15 000 à 280 000 euros / MW, ce qui rend délicate l'appréciation du niveau de prime destiné à les couvrir ».*

Dans le même sens, les conclusions du rapport de l'Inspection générale des finances et du Conseil général des Mines précitées de 2007 indiquaient : « *Les calculs réalisés par la mission à partir des informations d'ordre financier qui lui ont été fournies pour les installations qu'elle a visitées montrent que la rentabilité économique et la marge d'exploitation de la cogénération varient selon les sites et au cours du temps sans qu'il soit possible de dégager une tendance quelconque* » et qu'ile « *ne semble donc pas possible de décrire une loi générale régissant la rentabilité des installations de cogénération* »<sup>13</sup>.

L'argumentation à l'appui du second grief reposait sur l'idée que cette différence de traitement procurait aux installations bénéficiaires de la prime prévue par l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie un complément financier provoquant des distorsions de concurrence et, ce faisant, une atteinte à la liberté d'entreprendre.

Le Conseil constitutionnel a fondé sa décision sur l'atteinte au principe d'égalité devant la loi et n'a pas examiné le second grief.

#### **A. – L'examen du grief tiré de la méconnaissance du principe d'égalité devant la loi**

L'article 6 de la Déclaration de 1789 consacre le principe d'égalité devant la loi. Selon une jurisprudence constante, le Conseil constitutionnel juge : « *qu'aux termes de l'article 6 de la Déclaration de 1789, la loi "doit être la même pour tous, soit qu'elle protège, soit qu'elle punisse"* ; que le principe d'égalité ne s'oppose ni à ce que le législateur règle de façon différente des situations différentes, ni à ce qu'il déroge à l'égalité pour des raisons d'intérêt général, pourvu que dans l'un et l'autre cas, la différence de traitement qui en résulte soit en rapport direct avec l'objet de la loi qui l'établit»<sup>14</sup>.

Après avoir rappelé sa jurisprudence sur le principe d'égalité devant la loi (cons. 3), le Conseil constitutionnel a présenté l'objet des dispositions contestées (cons. 4 et 5).

Le Conseil a ensuite exposé l'objectif poursuivi par le législateur tel qu'il ressortait des travaux préparatoires : « *accorder un soutien public à certaines installations de cogénération d'une puissance supérieure à douze mégawatts au*

<sup>13</sup> Rapport préc., p. 16 et 17.

<sup>14</sup> V. par exemple la décision n° 2014-400 QPC du 6 juin 2014, *Société Orange SA (Frais engagés pour la constitution des garanties de recouvrement des impôts contestés)*, cons. 5.

*motif qu'elles ne pourraient faire face aux investissements nécessaires à la poursuite de leur activité jusqu'à la mise en œuvre, en 2016, des dispositions de la loi du 7 décembre 2010 susvisée qui instaurent un marché de la capacité d'effacement et de production d'électricité* » (cons. 6).

\* S'agissant de la question de la différence de situation, le Gouvernement soutenait que les deux catégories d'installations distinguées par les dispositions contestées se trouvaient dans des situations différentes, et ce pour trois motifs :

– en premier lieu, au motif que la situation des installations « auparavant sous contrat » avait évolué, l'arrivée à échéance des contrats d'obligation d'achat ayant bouleversé leurs conditions d'exploitation ;

– en deuxième lieu, au motif que les installations hors contrat étaient rentables puisqu'elles ont réussi à se maintenir en vendant leur électricité au prix du marché, tandis que les installations auparavant sous contrat ne le seraient pas puisqu'elles fonctionnaient en vendant leur électricité à un prix aidé, supérieur au prix du marché ;

– en dernier lieu, au motif que les installations auparavant sous contrat étaient contraintes d'engager des investissements nécessaires à la poursuite de leur activité, ce qui n'aurait pas été le cas des installations hors contrat.

Sur l'argument tiré de l'existence d'une situation contractuelle antérieure liant certaines entreprises à l'opérateur chargé du service public de l'électricité, le Conseil a considéré « *que le fait d'avoir conclu un contrat d'obligation d'achat d'électricité avant l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000 ne saurait, par lui-même, justifier le bénéfice d'un droit exclusif à l'attribution d'un nouveau régime de soutien financier* » (cons. 7). Le fait d'être « sous contrat » avec le service public peut constituer une différence de situation de nature à fonder des différences de traitement. Toutefois, en l'espèce, d'une part, il ne s'agissait pas de contrats assurant la participation des contractants d'EDF à une mission de service public avec des obligations correspondantes : les contractants d'EDF s'étaient vus reconnaître, au moyen des contrats d'obligation d'achat, un avantage constituant un débouché garanti à leur production d'électricité à un certain tarif. D'autre part, il ne s'agissait pas de prendre en compte la différence résultant d'un lien contractuel, lequel avait au demeurant disparu à la date de l'entrée en vigueur de la loi, mais de faire naître un avantage au bénéfice exclusif de ceux qui avaient bénéficié d'un avantage comparable par le passé.

Par conséquent, si le Conseil avait admis que le fait d'avoir bénéficié d'un avantage constitue une différence de situation justifiant qu'on puisse bénéficier d'un nouvel avantage, le respect du principe d'égalité aurait été assuré par un raisonnement circulaire.

S'agissant des autres différences de traitement invoquées, le Conseil a estimé que les installations d'une puissance supérieure à 12 MW ne se trouvaient pas dans des situations différentes, qu'elles aient été ou non sous contrat auparavant. Le Conseil a considéré que *« l'octroi de cet avantage ne correspond à une différence de situation entre les installations de cogénération ni au regard de la rentabilité de ces installations, ni au regard de la nécessité pour les entreprises qui les exploitent d'engager des investissements, ni du processus industriel de cogénération employé, ni de l'impact positif sur l'environnement qui en résulte »* (cons. 7).

\* Le Gouvernement faisait ensuite valoir que les dispositions critiquées poursuivaient deux objectifs d'intérêt général : l'efficacité énergétique et la sécurité d'approvisionnement.

À propos du premier, le Gouvernement rappelait que la cogénération est un mode de production économe en énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub>. Toutefois, ces caractéristiques valent tant pour les installations ayant été bénéficiaires de contrats d'obligation que pour les autres.

À propos du second, le Gouvernement rappelait qu'aux termes du premier alinéa de l'article 1<sup>er</sup> de la loi du 10 février 2000, *« le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général »*. Selon lui, le dispositif en cause s'inscrivait dans le respect de cet objectif, puisqu'il visait à maintenir la capacité des installations sous contrat à répondre à la demande d'électricité pendant les périodes de pointe de consommation, qu'elles soient journalières ou saisonnières. Le Gouvernement ajoutait que les installations bénéficiant du contrat prévu par les dispositions de l'article L. 314-1-1 devaient s'engager sur des capacités de production à l'égard du service public de l'électricité alors que les autres installations n'ont aucune obligation de cette nature. Ainsi, les installations qui étaient auparavant sous contrat et le redeviendraient contribueraient à l'atteinte de l'objectif de sécurité d'approvisionnement, alors que les autres n'y contribueraient pas.

Toutefois, l'engagement des installations sous contrat à l'égard du service public est une conséquence et non une cause de la différence de traitement. Ce motif d'intérêt général n'était donc pas en adéquation avec la différence de traitement en cause, d'autant plus que les installations hors contrat auraient pu contribuer à l'objectif de sécurité des approvisionnements si elles avaient été éligibles au dispositif.

Le Conseil a donc considéré que « *les motifs d'intérêt général d'efficacité énergétique et de sécurité des approvisionnements que permet la cogénération ne justifient pas la différence de traitement en cause dès lors que les installations d'une puissance supérieure à douze mégawatts sont susceptibles de concourir à la réalisation de ces objectifs qu'elles aient ou non antérieurement bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat* » (cons. 7).

\* Le Gouvernement faisait enfin valoir que le dispositif était transitoire, dès lors qu'il avait vocation à être remplacé par le mécanisme de capacité prévu par la loi NOME à compter de l'hiver 2016/2017.

Le Conseil a déjà admis à plusieurs reprises la constitutionnalité de dispositions instaurant une différence de traitement qui ne se justifiait que par son caractère transitoire, dans le cadre de la mise en place d'une réforme. Le Conseil a ainsi jugé conformes à la Constitution en raison de leur caractère transitoire :

– des dispositions relatives au régime juridique des sociétés appartenant antérieurement au secteur public<sup>15</sup> ;

– les modalités de mise sous condition de ressources des allocations familiales<sup>16</sup> ;

– des dispositions instituant une différence de traitement entre collectivités dans la mise en œuvre de la réforme de la taxe professionnelle selon qu'elles ont ou non augmenté leur taxe professionnelle en 2009<sup>17</sup> ;

– le régime particulier des incompatibilités applicable aux fonctions de président de la métropole de Lyon<sup>18</sup>.

En outre, dans sa décision n° 2006-544 DC du 14 décembre 2006, le Conseil a jugé :

*« Considérant qu'en vertu du I et du II de l'article 106, seules les entreprises auxquelles est imposée la cessation anticipée des accords collectifs antérieurement conclus et étendus sont concernées par le dispositif instauré, à titre transitoire, pour la période comprise entre le 1er janvier 2010 et le 1er janvier 2014 ; que ces entreprises se trouvent dans une situation différente de celles qui ne sont pas liées par de tels accords ;*

<sup>15</sup> Décision n° 89-254 DC du 4 juillet 1989, *Loi modifiant la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités d'application des privatisations*, cons. 22.

<sup>16</sup> Décision n° 97-393 DC du 18 décembre 1997, *Loi de financement de la sécurité sociale pour 1998*, cons. 37.

<sup>17</sup> Décision n° 2009-599 DC du 29 décembre 2009, *Loi de finances pour 2010*, cons. 26 à 30.

<sup>18</sup> Décision n° 2013-687 DC du 23 janvier 2014, *Loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles*, cons. 64.

« *Considérant, en second lieu, que cette mesure transitoire a pour objet d'atténuer la portée, pour les entreprises concernées, de la cessation anticipée, que prévoient les autres dispositions de l'article 106, d'accords conclus sur le fondement de la législation jusqu'ici en vigueur ; qu'elle est donc en rapport direct avec l'objet de cet article, qui est de supprimer la possibilité de mettre à la retraite d'office des salariés de moins de soixante-cinq ans tout en évitant de porter une atteinte excessive à l'économie générale de conventions légalement conclues* »<sup>19</sup>.

Dans cette affaire, les entreprises affectées par la cessation anticipée des accords collectifs visés par le législateur ne se trouvaient pas dans la même situation que les autres. En outre, la différence de traitement en cause était en rapport direct avec l'objet de la loi qui l'établissait. En effet, la disposition contestée avait pour objet de compenser, pour les entreprises concernées, la cessation prématurée, imposée par le législateur, de conventions qu'elles avaient passées de bonne foi et légalement. Elle en facilitait et accompagnait l'extinction forcée.

Une solution analogue ne pouvait, cependant, être retenue en l'espèce dès lors, d'une part, que les deux catégories d'installations de cogénération étaient placées dans la même situation à la date de l'entrée en vigueur de l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie et, d'autre part, qu'aucune atteinte n'a été portée aux contrats d'obligation d'achat qui avaient été conclus avant l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000. Au contraire, ces contrats ont été honorés par EDF jusqu'à leur terme et les installations sous contrat savaient, dès l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, que, sauf à réduire leur puissance sous le plafond de 12 MW, elles ne pourraient pas bénéficier d'un nouveau contrat d'obligation d'achat, de sorte qu'aucune atteinte n'a été portée à des situations légalement acquises.

Par suite, le Conseil a considéré que « *nonobstant leur application limitée à une période expirant le 31 décembre 2016, les dispositions de l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie méconnaissent les exigences de l'article 6 de la Déclaration de 1789* » (cons. 8).

« *Par suite et sans qu'il soit besoin d'examiner l'autre grief* » tiré de la méconnaissance de la liberté d'entreprendre, garantie par l'article 4 de la Déclaration de 1789, le Conseil a jugé que « *ces dispositions doivent être déclarées contraires à la Constitution* » (cons. 7).

---

<sup>19</sup> Décision n° 2006-544 DC du 14 décembre 2006, *Loi de financement de la sécurité sociale pour 2007*, cons. 32 et 33.

## **B. – Les effets dans le temps de la déclaration d'inconstitutionnalité**

Le Conseil constitutionnel devait, en application du deuxième alinéa de l'article 62 de la Constitution, régler la question des effets dans le temps de sa déclaration d'inconstitutionnalité.

Le Conseil censurait en l'espèce un dispositif prévoyant le versement, jusqu'au 31 décembre 2016 au plus tard, de primes rémunérant les installations de cogénération pour la disponibilité annuelle de leur capacité de production, versées sur la base d'un contrat conclu par l'exploitant avec Electricité de France.

Afin qu'aucun contrat ne puisse être conclu postérieurement à la date de publication de sa décision, le Conseil a fait le choix de prononcer une abrogation immédiate (cons. 10).

En ce qui concerne les contrats déjà conclus à la date de la décision du Conseil, ceux-ci doivent donner lieu à une rémunération annuelle des exploitants des installations de cogénération. Le Conseil a considéré que « *la remise en cause, en cours d'année, de cette rémunération aurait des conséquences manifestement excessives* ». Pour autant, le Conseil constitutionnel, a considéré qu'il n'était pas possible de permettre une application de ces contrats jusqu'à leur terme, sauf à faire perdre l'essentiel de ses effets à la décision d'abrogation. Le Conseil a donc précisé que « *les rémunérations dues en vertu de contrats conclus en application des dispositions déclarées contraires à la Constitution, au titre des périodes antérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2015, ne peuvent être remises en cause sur le fondement de cette inconstitutionnalité* » (cons. 11). Par conséquent, si les contrats conclus en application des dispositions déclarées contraires à la Constitution continueront à produire des effets jusqu'à la fin de l'année 2014, en revanche, tel ne sera plus le cas pour les années 2015 et 2016.