

# RAPPORT

DÉCEMBRE 2020

## Activité juridique de la CRE en 2019



# SOMMAIRE

- 4** ÉDITORIAL DU PRÉSIDENT JEAN-FRANÇOIS CARENCO
- 6** MESSAGE DU CoRDIS
- 8** **20 ANS D'ACTIVITÉ JURIDIQUE : REFLET DE L'ÉVOLUTION DES MISSIONS ATTRIBUÉES À LA CRE**
- 8** **1. LES MISSIONS DE RÉGULATION DES RÉSEAUX ET DES INFRASTRUCTURES D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL**
- 9** **2. LES MISSIONS DE RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL**
- 15** **PARTIE 1 : LES GRANDS DOSSIERS**
- 16** **1. LA CONSTRUCTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ ET SON ÉVOLUTION**
- 17** 1.1 Les évolutions récentes de la méthodologie de construction des TRVE :  
de la couverture des coûts à la contestabilité progressive des tarifs
- 18** 1.2 La mise en œuvre de la tarification par empilement :  
une prérogative importante de la CRE soumise à un contrôle poussé du juge
- 21** **2. CLAP DE FIN POUR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ NATUREL**
- 22** 2.1 Le Conseil d'État condamne les TRVG au motif qu'ils sont contraires au droit de l'Union européenne
- 22** 2.2 La loi relative à l'énergie et au climat supprime les TRVG et organise la mise en œuvre de cette suppression
- 27** **3. LES PROCÉDURES DE MISE EN CONCURRENCE POUR LE DÉVELOPPEMENT DES ENR**
- 27** 3.1 Les procédures conciliant des objectifs de concurrence effective et de développement des énergies renouvelables
- 30** 3.2 Un rôle prépondérant du régulateur dans la procédure de mise en concurrence
- 33** **4. EUROPE : INCIDENCE DU STATUT DE « PROJET D'INTÉRÊT COMMUN » SUR L'EXERCICE DES COMPÉTENCES DE LA CRE**
- 34** 4.1 La sélection des projets d'intérêt commun, un processus technico-politique qui aboutit à établir  
une présomption simple de valeur positive
- 36** 4.2 Le régulateur, seule autorité légitime pour apprécier, *in fine*, de la pertinence d'un investissement,  
y compris lorsque le projet est d'intérêt commun
- 39** **5. LES SANCTIONS PRONONCÉES PAR LE CORDIS SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE**
- 39** 5.1 L'exercice du pouvoir de sanction dans le respect d'exigences constitutionnelles et conventionnelles précises
- 40** 5.2 Le contrôle du juge administratif des décisions de sanctions prononcées par les autorités de régulation
- 42** 5.3 Le contrôle du juge administratif sur l'opportunité des poursuites exercées par les autorités de régulation
- 44** **6. LE JUGE ET LA CRE A PROPOS DE LA TARIFICATION DES RÉSEAUX ET INFRASTRUCTURES**

<b>47</b>	<b>PARTIE 2 : PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ JURIDIQUE DE LA CRE</b>
<b>48</b>	<b>1. L'ORGANISATION DE LA DIRECTION DES AFFAIRES JURIDIQUES</b>
<b>49</b>	<b>2. STATISTIQUES RELATIVES À L'ACTIVITÉ DU COLLÈGE ET DU CoRDIS EN 2019</b>
<b>49</b>	2.1 Activité du collège
<b>49</b>	2.2 Activité du CoRDIS (règlement des différends et sanctions)
<b>50</b>	<b>3. L'ACTIVITÉ DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE</b>
<b>52</b>	<b>4. STATISTIQUES CONTENTIEUSES DE LA CRE EN 2019</b>
<b>52</b>	4.1 Recours contre les décisions ou les avis et propositions du collège
<b>54</b>	4.2 Recours contre les décisions du CoRDIS
<b>57</b>	<b>PARTIE 3 : PRINCIPALES DÉCISIONS ET DÉLIBÉRATIONS</b>
<b>58</b>	<b>1. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS DU COLLÈGE EN 2019</b>
<b>58</b>	1.1 Tarifs
<b>62</b>	1.2 CSPE
<b>62</b>	1.3 Accès au marché
<b>63</b>	1.4 Raccordement
<b>64</b>	1.5 Interconnexions
<b>66</b>	1.6 Zones non interconnectées
<b>67</b>	<b>2. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2019 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU COLLÈGE</b>
<b>67</b>	2.1 Tarifs
<b>69</b>	2.2 CSPE
<b>70</b>	<b>3. SYNTHÈSES DES DÉCISIONS DU CoRDIS EN 2019</b>
<b>70</b>	3.1 Décisions de règlement de différend
<b>75</b>	3.2 Décisions de sanction
<b>76</b>	<b>4. SYNTHÈSES DES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2019 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU CoRDIS</b>
<b>76</b>	4.1 Cour d'appel de Paris
<b>79</b>	4.2 Cour de cassation
<b>80</b>	4.3 Conseil d'État
<b>81</b>	4.4 Cour de justice de l'Union européenne

# ÉDITORIAL

Défendre le consommateur à l'intérieur d'un système énergétique en pleine révolution, du fait de l'absolue nécessité de la transition énergétique et des évolutions numériques à grande vitesse, suppose que les délibérations et décisions de la CRE aient une base juridique solide et validée par le Conseil d'État en cas de contentieux.



C'est le travail de la Direction des affaires juridiques de la CRE. Disons-le tout net, la DAJ fait bien son travail et depuis trois ans que je préside la CRE, alors même que le contentieux et la complexité des affaires augmentent, nous n'avons jamais été désavoués par le Conseil d'État. Mais outre le contentieux, notre direction juridique veille à la qualité juridique de nos décisions et délibérations, sur la forme comme sur le fond, sur la légalité externe comme sur la légalité interne. Ensuite la DAJ assure la coordination de l'instruction des dossiers examinés par le CoRDIS présidé par M. T. TUOT. Enfin la DAJ est au service des acteurs du secteur énergétique, et elle fait profiter de ses analyses les grands acteurs, les organes de contrôle, le gouvernement ou les assemblées. Sa lettre juridique mensuelle est, je le crois, attendue et appréciée. Qu'il me soit permis de rendre hommage aux équipes de la DAJ.

Dans cette édition du rapport d'activité juridique de la CRE pour 2019, au-delà des affaires précises, je voudrais évoquer quatre dossiers spécifiques. Tout d'abord l'affaire dite du « commissionnement » : l'année 2021 verra, je le pense, se terminer ce feuilleton juridique et financier incroyable démarré en 2012. Toutes les juridictions françaises et européennes ont été saisies de ce dossier qui a opposé entre eux tous les grands acteurs du secteur. La CRE a souhaité mettre en place les moyens juridiques et conventionnels pour en finir avec ce mauvais feuilleton. Nous sommes, me semble-t-il, sur le point d'aboutir.

Le deuxième dossier est celui de la CSPE avec près de 55 000 recours préalables. Quelques années, un arrêt de la CJUE, une ordonnance et un décret plus tard, voilà la CRE en charge de transiger au nom de l'État. Nous commencerons dans les semaines qui viennent cet énorme chantier visant à rembourser une partie de la CSPE perçue dans les années 2009 à 2015.

Dans ces deux affaires, la DAJ a mis le droit au service de notre système énergétique et de tous ses acteurs, consommateurs compris.

Le troisième dossier que je souhaite évoquer est celui de la force majeure et de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »). De nombreux contentieux sont intervenus entre le mois de mars 2020 et maintenant. Ne rentrons pas dans ce dossier complexe mais c'est l'occasion de poser publiquement la question de savoir si des contrats avec des sociétés à majorité publique, sur un marché entièrement régulé, avec parfois des monopoles légaux, ne devraient pas relever uniquement de la justice administrative. La réponse n'appartient pas à la CRE mais les différences d'appréciation entre les ordres de juridiction ne participent pas à la sécurité juridique.

Enfin, et c'est mon dernier point, je souhaite dire une fois de plus le caractère européen du droit de l'énergie et l'attachement de la CRE à la construction de L'Europe de l'énergie. La DAJ travaille très étroitement avec la Commission européenne, l'ACER et l'association des régulateurs européens, nos homologues de l'Union européenne. Au-delà de son aspect strictement politique (rappelons les 75 ans de paix sur le territoire de l'Union européenne, ce qui n'était pas arrivé depuis le début de l'humanité) l'Europe de l'énergie c'est une contribution majeure à la sécurité des approvisionnements dans tous les pays de l'Union et c'est considérable.

Bonne lecture de ce document dont j'espère qu'il vous convaincra de la qualité de notre système énergétique et de sa solidité juridique.

**Jean-François CARENCO**  
Président de la CRE

*La DAJ a mis le droit au service de notre système énergétique et de tous ses acteurs, consommateurs compris.*



# MESSAGE DU CoRDIS

Traitant à la fois des demandes de règlement de différends et des demandes de sanctions, ce qui en fait sa singularité, le comité de règlement des différends et des sanctions (« CoRDIS ») est un organe qui fonctionne de manière très collégiale. Membres titulaires ou suppléants, tous sont sollicités pour l'instruction des dossiers, garantissant des décisions robustes, rendues dans des délais désormais brefs.

La composition du comité, à parité entre conseillers d'État et conseillers à la Cour de cassation, est une source d'enrichissement tant pour les membres du CoRDIS que pour son activité. La représentation de la dualité des juridictions – devant lesquelles les décisions du comité peuvent d'ailleurs faire l'objet de recours – permet de nombreux échanges sur les questions de procédure et de droit. Loin d'être une source de confrontation, elle témoigne d'une véritable co-production des décisions.

Le comité peut également être assimilé à un coproducteur du droit dans la mesure où il contribue, par ses solutions, aux côtés du collège de la CRE, à clarifier et préciser un cadre de régulation en constante évolution. La très forte densité réglementaire du secteur de l'énergie, abondée par de nombreuses normes européennes et nationales depuis 20 ans, peut parfois déstabiliser le comportement des acteurs et requiert une certaine prévisibilité à la fois des décisions du collège de la CRE et du comité.

L'indépendance du CoRDIS vis-à-vis du régulateur est très concrète, les services étant placés, pour l'exercice des missions qui lui sont confiées, sous la seule autorité du président du comité. Toutefois cette indépendance n'exclut pas toute discussion, par exemple sur la conception du marché.

Le temps de la régulation n'est pas celui du juge. Il nécessite, pour les règlements de différends, une rapidité, une agilité et une adaptation aux enjeux des différents acteurs du secteur de l'énergie.

C'est pourquoi, une demande de règlement de différend n'est pas un procès parallèle devant une juridiction spécialisée mais la recherche d'une solution pratique, qui, si elle n'est pas trouvée par les parties elles-mêmes, est définie par le comité dans des délais brefs. Cette solution est rendue en droit mais également en tenant compte des aspects techniques, financiers et économiques du litige, afin d'y mettre fin par une solution appropriée.

La réduction des délais d'instruction des affaires a été au cœur de l'activité du comité en 2019 pour épuiser le stock de demandes de règlement de différends qui s'était développé notamment en raison du ralentissement de son activité lié au mode de renouvellement de ses membres et de la désignation de son président. Désormais, le comité est en mesure de rendre ses décisions de règlement de différends dans le délai de quatre mois. Cette célérité de la procédure repose sur une prise en charge et une instruction des demandes dès leur saisine, garantissant une vraie continuité de l'activité de service public du CoRDIS.

La continuité de l'activité du comité réside aussi dans la cohérence de ses récentes décisions, prises tout en tenant compte des décisions juridictionnelles, de l'évolution de la réglementation et des caractéristiques du secteur.

Cette cohérence de la jurisprudence du CoRDIS est notamment garantie par le rappel ou la précision de sa compétence, le comité ne pouvant être saisi d'un différend qui ne porterait pas sur l'accès aux réseaux. Le CoRDIS est lié par le champ de compétences prévu par la loi et ne peut se prononcer, pas plus qu'il ne pourrait être consulté, sur l'ensemble des différends du secteur.



**Thierry TUOT**  
Président, membre titulaire



**Henriette CHAUBON**  
Membre titulaire



**Hélène VESTUR**  
Membre titulaire



**Henri de LAROSIÈRE  
de CHAMPFEU**  
Membre titulaire



En matière de sanctions, le CoRDIS n'établit pas de politique de sanctions visant à réprimander tel ou tel comportement. Il partage la vision des marchés nationaux et européens de la CRE et tient compte de cette politique.

L'activité du comité en matière de sanctions est appelée à croître de manière significative, notamment parce que l'Union européenne souhaite conférer aux sanctions une plus grande place dans la supervision du secteur de l'énergie qui se financiarise de plus en plus depuis plusieurs années. Si la bonne régulation permet le bon fonctionnement du marché sans recourir systématiquement aux sanctions, elle est aussi celle qui sait les utiliser au moment opportun pour rappeler les règles.

Il en va de même des sanctions relatives aux non-exécutions des décisions de règlement de différends du comité. Si le CoRDIS privilégie une procédure fondée sur le dialogue avec les parties, cherchant le consensus permettant d'éteindre les différends et d'assurer un meilleur fonctionnement du marché, il ne peut laisser un acteur déstabiliser le secteur au détriment des consommateurs. Une partie peut toujours discuter de l'exécution d'une décision, mais refuser l'exécution d'une décision rendue est inacceptable.

La pratique des sanctions devrait également conduire le comité à fixer des lignes directrices, qui sont d'ores et déjà un standard de fonctionnement de certaines autorités de sanction telles l'ADLC, l'AMF ou l'ACPR. L'élaboration de ces lignes directrices, en lien avec les acteurs du secteur, permettra de donner de la prévisibilité à l'action du comité, de réduire les éventuelles zones d'incertitude dans la définition des manquements et d'accroître ainsi la confiance dans la fiabilité des marchés.

Enfin, la complexité des dossiers et les règles qui organisent la procédure de sanctions requièrent des délais de traitement des affaires plus importants que ceux qui s'appliquent en matière de règlement de différends. Néanmoins, conscient de la longueur de la procédure, qui peut parfois débiter plusieurs années après le début de la l'enquête menée par la CRE, et dans un souci de rendre des décisions de sanctions cohérentes pour les acteurs et qui ne soient pas décorréelées du cadre réglementaire lui-même très évolutif, la mobilisation de l'ensemble des membres du comité permet au CoRDIS d'instruire plusieurs affaires à la fois et d'écourter au-mieux les délais une fois qu'il est saisi.

L'activité du comité en 2019 a été très riche. À l'exception d'une décision de non-lieu d'un membre désigné en sanction, toutes les décisions de cette année ont été rendues entre les mois de juillet et décembre, une fois le comité reconstitué. Cette célérité a permis au CoRDIS de passer de près de quinze mois de délai de traitement des demandes de règlement de différends à environ quatre mois en moyenne désormais.

Les décisions de règlement de différends lui ont permis de préciser le champ de ses compétences qui exclut les différends relatifs au tarif d'obligation d'achat et à la pose des compteurs intelligents ou encore de rappeler qu'il ne peut se prononcer sur un contrat qui ne ferait pas l'objet d'un litige relevant de l'accès aux réseaux. Le CoRDIS a rendu des décisions portant sur des différends relatifs au raccordement de sites de production ou de consommation au réseau de distribution d'électricité, aux conditions d'application de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du S3REnR ainsi qu'aux prestations de gestion de clientèle en contrat unique. Deux décisions de sanction ont également été prononcées, l'une pour non-exécution d'une décision de règlement de différend et l'autre en matière REMIT.

En 2020, le stock d'affaires étant épuisé, le comité souhaite désormais traiter dans les meilleurs délais les nouvelles saisines qui peuvent désormais être adressées au CoRDIS à l'aide d'une plateforme en ligne créée au cours de l'année 2019.

Enfin, le début de l'année 2020 a été marqué par des travaux de stabilisation procédurale. Un renforcement des règles propres à cadrer les droits procéduraux de chacun devant le comité est apparu comme une garantie de son efficacité et de son autorité.



**Marie-Christine DAUBIGNEY**  
Membre suppléante



**Nicolas MAZIAU**  
Membre suppléant



**Laurent-Xavier SIMONEL**  
Membre suppléant

# 20 ANS D'ACTIVITÉ JURIDIQUE :

## Reflet de l'évolution des missions attribuées à la CRE

Depuis la loi du 10 février 2000<sup>1</sup>, les missions de la CRE se déclinent selon deux volets principaux. D'une part, une mission de régulation des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel, monopoles naturels, consistant à garantir aux utilisateurs (entreprises, collectivités territoriales, consommateurs, producteurs) un accès non discriminatoire. D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final et la mise en œuvre de dispositifs de soutien à la production d'électricité de sources renouvelables.

L'ouverture des marchés et le renforcement des compétences des autorités de régulation nationales décidés par les directives européennes successives, mais également par le législateur national ont progressivement élargi le champ des missions de la CRE. Elle s'est ainsi vue confier environ soixante-dix nouvelles compétences depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

L'octroi de ces nouvelles missions confirme la reconnaissance du rôle et de l'expertise de la CRE dans la régulation du secteur de l'énergie depuis vingt ans.

## 1 LES MISSIONS DE RÉGULATION DES RÉSEAUX ET DES INFRASTRUCTURES D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

### 1.1. Garantir le droit d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL et de stockage souterrain de gaz naturel

La CRE veille à ce que les opérateurs et les consommateurs puissent accéder à ces réseaux, ouvrages et installations dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Pour cela, la CRE est destinataire des contrats conclus entre les gestionnaires, ou opérateurs, des réseaux et les utilisateurs, ainsi que des protocoles d'accès aux réseaux d'électricité et aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, et aux installations de gaz naturel liquéfié. Elle reçoit notification motivée des refus de conclure des contrats ou protocoles d'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations.

La CRE dispose également d'un pouvoir coercitif envers les opérateurs en cas d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux, ouvrages, installations ou à leur utilisation : elle peut ordonner, dans le cadre d'un règlement de différend, des mesures conservatoires en vue d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux.

Enfin, depuis la loi de 2017, dite loi « hydrocarbures »<sup>2</sup>, la CRE approuve les contrats d'accès aux réseaux des gestionnaires de réseaux de distribution conclus avec les fournisseurs, appelés contrats « GRD-F » en électricité et « CDG-F » en gaz naturel.



*L'octroi de ces nouvelles missions confirme la reconnaissance du rôle et de l'expertise de la CRE dans la régulation du secteur de l'énergie depuis vingt ans.*

1. Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

2. Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.



## 1.2. Veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures

La loi de 2000 a chargé la CRE de proposer les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux depuis 2006<sup>3</sup>. Depuis 2011<sup>4</sup>, la CRE fixe ces tarifs. En outre, avec la loi « hydrocarbures », la CRE s'est vue confier la compétence de fixer la méthodologie d'établissement du terme tarifaire dédié au stockage de gaz naturel et ses modalités de collecte. Depuis 2016<sup>5</sup> elle est également compétente pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux applicables aux seules opérations d'autoconsommation. Par ailleurs, la CRE approuve les programmes annuels d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel (GRTgaz et Teréga) et du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE), ainsi que des opérateurs d'infrastructures de stockage de gaz naturel depuis 2017, et veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux.

Depuis 2011, elle examine le plan décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport en vérifiant qu'il couvre tous les besoins d'investissement et qu'il est cohérent avec le plan européen élaboré par les ENTSO, organismes de coopération des gestionnaires des réseaux européens. La CRE peut imposer au gestionnaire de réseau de transport de modifier son plan décennal d'investissement. Dans l'hypothèse de la non-réalisation par le gestionnaire de réseau de transport d'un investissement qui, en application du plan décennal, aurait dû être réalisé dans les trois ans et qu'elle juge encore pertinent, la CRE peut soit mettre en demeure le gestionnaire de réseau de transport de se conformer à cette obligation, soit organiser un appel d'offres ouvert à des investisseurs tiers pour la réalisation de cet investissement.

## 1.3. Garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux

La CRE est garante de l'indépendance des gestionnaires de réseaux. À ce titre, elle approuve les règles comptables de séparation des activités entre production, commercialisation, transport et distribution d'électricité, et autres activités des opérateurs intégrés d'électricité, et entre transport, distribution, stockage de gaz naturel et exploitation d'installation de gaz naturel liquéfié et autres activités des opérateurs intégrés de gaz naturel. Elle exerce une fonction de veille et de surveillance de la bonne application de ces règles. Depuis 2004<sup>6</sup>, la CRE doit publier un rapport portant sur le respect des codes de bonne conduite établis par les gestionnaires de réseaux de distribution de plus de 100 000 clients et les gestionnaires de réseaux de transport, et sur l'évaluation de leur indépendance.

# 2 LES MISSIONS DE RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

## 2.1. Surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros d'électricité, de gaz naturel et de CO<sub>2</sub>

Depuis 2006, la CRE surveille les transactions effectuées sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel entre fournisseurs, négociants et producteurs à partir de données collectées régulièrement. Cette mission de surveillance vise à s'assurer que les prix sont cohérents avec les fondamentaux, physiques et économiques, déterminants de l'offre et de la demande, comme par exemple les facteurs météorologiques, le niveau de consommation, la disponibilité des parcs de production et des interconnexions, les prix des combustibles fossiles et du CO<sub>2</sub>, etc.

Par la loi de 2010 relative à la régulation bancaire et financière<sup>7</sup>, la CRE a également reçu une compétence de surveillance du marché du CO<sub>2</sub> en coopération avec l'Autorité des marchés financiers.

3. Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

4. Ordonnance n° 2011-204 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie.

5. Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité.

6. Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

7. Loi n° 2010-1249 du 22 octobre 2010 de régulation bancaire et financière.

La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE s'inscrit dans le cadre du Règlement pour l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'électricité et du gaz, dit REMIT<sup>8</sup>, qui interdit les abus de marché, les opérations d'initiés, et la non-publication des informations privilégiées. La surveillance de ces marchés s'exerce en coopération avec l'ACER. Le CoRDIS a le pouvoir de sanctionner les manquements et infractions à REMIT depuis 2013<sup>9</sup>, et a ainsi prononcé sa première sanction dans ce domaine le 5 octobre 2018. Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE établit un rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros.

## 2.2. Concourir au bon fonctionnement des marchés de détail

La CRE surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacité depuis la loi NOME<sup>10</sup>, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques.

Depuis la transposition de la directive électricité du « 3<sup>e</sup> Paquet énergie »<sup>11</sup>, la CRE peut également formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence du marché de détail. Dans le cadre de cette mission, elle établit un rapport annuel sur la surveillance des marchés de détail.

La mission de la CRE de veiller au bon fonctionnement des marchés de détail comprend des responsabilités dans la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel. Ainsi, depuis le 8 décembre 2015, la CRE est chargée de proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité.

Par ailleurs, depuis les décrets de 2011<sup>12</sup> et de 2012<sup>13</sup> qui créent les dispositifs de l'ARENH et du mécanisme de capacité (« MECAPA ») à la suite de la loi NOME, la CRE propose au ministre chargé de l'énergie certaines modalités d'application de l'ARENH. Elle émet un avis sur le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé (plafond fixé par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE, dans la limite du plafond de 150 TWh désormais fixé par la loi « énergie-climat »<sup>14</sup>), en fonction notamment du développement de la concurrence. Elle rend pareillement un avis sur les règles du mécanisme de capacité<sup>15</sup> qui organise l'obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement qui incombe à chaque fournisseur d'électricité.

Enfin, depuis 2017, la loi « hydrocarbures » a explicité la compétence de la CRE pour préciser la méthodologie de calcul de la rémunération des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils réalisent pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre de l'exécution des contrats portant sur l'accès aux réseaux et la fourniture de l'électricité.

8. Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

9. Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

10. Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

11. 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.

12. Décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

13. Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

14. Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

15. Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

*Au cœur du marché, la CRE accompagne ces évolutions, en coopération avec l'ensemble des acteurs institutionnels et économiques, et mène les réflexions sur les futurs changements que connaîtra le monde de l'énergie.*



### **2.3. Concourir à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité**

Depuis la loi de 2000, la CRE émet un avis sur les arrêtés fixant les tarifs d'achat de l'énergie produite par les petites installations. Elle a aussi la charge de mettre en œuvre les appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie comme l'envisageait la directive électricité de 1996<sup>16</sup>. Si elle n'a plus la charge de la rédaction du cahier des charges de l'appel d'offres, elle rend un avis sur la version proposée par le ministre. La CRE instruit ensuite les offres et propose un classement au ministre. Dans le cas où le choix du ministre du ou des candidats différerait de ce classement, il doit solliciter l'avis du régulateur.

Dès sa création, la CRE a reçu la mission d'évaluer le montant des charges imputables aux missions de service public qui sont compensées intégralement dans les conditions prévues à l'article L. 121-9 du code de l'énergie.

Depuis l'adoption de la loi de 2015<sup>17</sup>, la CRE approuve la méthode de calcul du coût prévisionnel des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« S3REnR ») qui organisent la prise en compte dans les réseaux de nouveaux projets d'installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

### **2.4. Informer l'ensemble des consommateurs**

Dans le cadre de la fin des TRV prévue par la loi « énergie-climat », la CRE doit notamment contrôler le bon déroulement de la fin des TRV gaz (« TRVG ») et l'évolution des TRV d'électricité (« TRVE »), et communiquer sur les disponibilités des offres de marché et rendre public le nombre de consommateurs bénéficiant encore des TRV. En outre, le CoRDIS a reçu une nouvelle compétence pour sanctionner le non-respect des obligations qui pèsent sur les fournisseurs en matière de communication sur les contrats aux TRVE et de fin des TRVE pour les clients non domestiques.

---

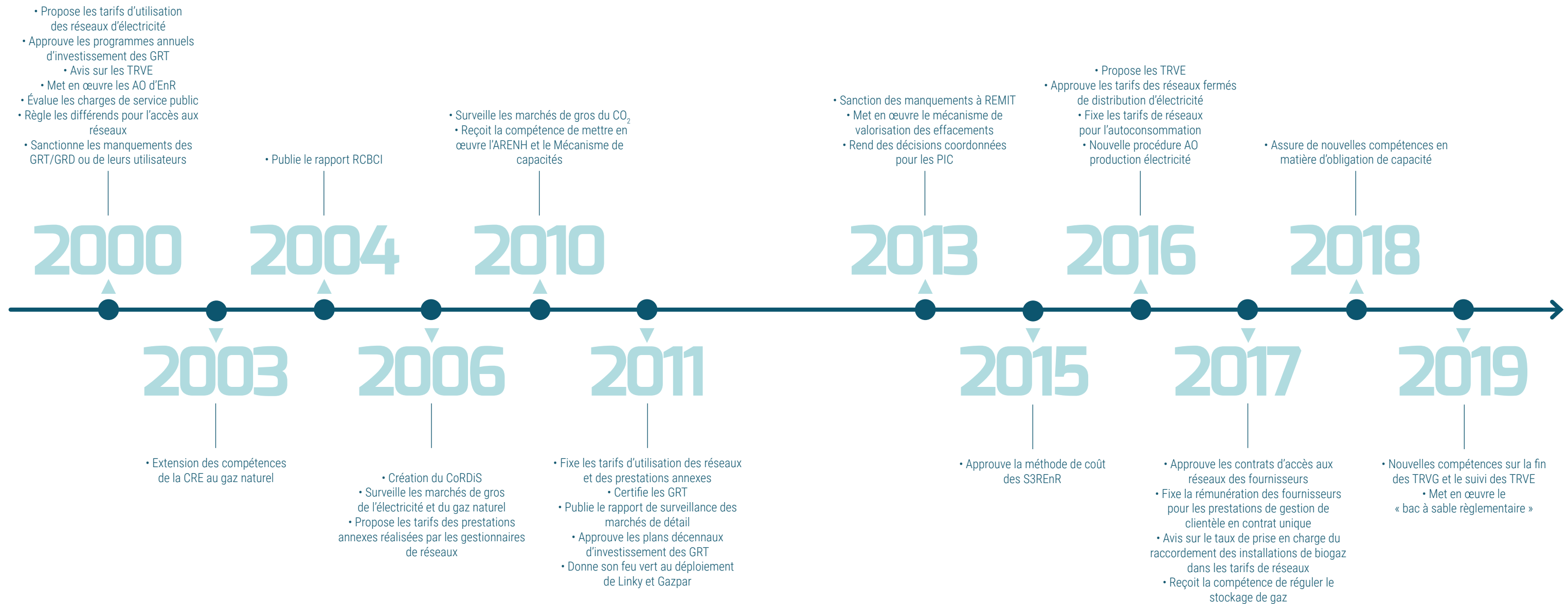
Les nombreuses missions qui ont été successivement confiées à la CRE témoignent des évolutions du secteur de l'énergie depuis vingt ans, tant dans le fonctionnement des marchés, leur ouverture et leur intégration au niveau européen, que dans le développement des réseaux et infrastructures et des installations de production. Au cœur du marché, la CRE accompagne ces évolutions, en coopération avec l'ensemble des acteurs institutionnels et économiques, et mène les réflexions sur les futurs changements que connaîtra le monde de l'énergie.

---

16. Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

17. Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

## Évolution des principales missions de la CRE depuis 2000



- ARENH : accès régulé à l'électricité nucléaire historique
- AO : appels d'offres
- EnR : énergies renouvelables
- GRD : gestionnaires de réseaux de distribution
- GRT : gestionnaires de réseaux de transport
- PIC : projets d'intérêt commun
- RCBCI : respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel
- REMIT : Règlement pour l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'électricité et du gaz
- S3REnR : schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables
- TRVE : tarifs réglementés de vente d'électricité
- TRVG : tarifs réglementés de vente de gaz



- 1 La construction des tarifs réglementés de vente d'électricité et son évolution
  - 2 Clap de fin pour les tarifs réglementés de vente de gaz naturel
  - 3 Les procédures de mise en concurrence pour le développement des ENR
  - 4 Europe : incidence du statut de « projet d'intérêt commun » sur l'exercice des compétences de la CRE
  - 5 Les sanctions prononcées par le CoRDIS sous le contrôle du juge
  - 6 Le juge et la CRE à propos de la tarification des réseaux et infrastructures
-

# PARTIE 1

## LES GRANDS DOSSIERS

L'année 2019 a été marquée par des sujets structurants pour les travaux du collègue et l'activité juridique de l'autorité.

Le présent rapport met en exergue certains de ces grands thèmes.

- Les contentieux relatifs aux arrêtés fixant les tarifs réglementés de vente d'électricité pour les années 2018 et 2019 ont abouti aux décisions du 6 novembre 2019 par lesquelles le Conseil d'État a confirmé la méthodologie fixée par la CRE. C'est ainsi l'occasion de dresser une rétrospective de la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité et de leur évolution.
- La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 est venue organiser la fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel (« TRVG ») à la suite de la décision du Conseil d'État de 2017. Cette suppression des TRVG va s'effectuer par étapes successives, présentées dans ce dossier.
- Le premier dialogue concurrentiel en France pour le développement de l'éolien en mer, au large de Dunkerque, a été remporté en juin 2019 par le groupement composé d'EDF renouvelables, Innogy SE et Blauracke GmbH. Le dialogue concurrentiel est l'une des procédures de mise en concurrence pour le développement des EnR étudiées dans ce dossier.
- En 2019, la CRE s'est prononcée sur deux projets d'interconnexions, le projet « STEP » à la frontière franco-espagnole et le projet « Celtic » reliant la Bretagne à la République d'Irlande. Bien que ces deux projets bénéficiaient du statut de « projet d'intérêt commun » (« PIC ») au niveau européen, les autorités nationales de régulation ont estimé être seules compétentes pour apprécier la pertinence et la valeur des projets, ce qui a conduit la CRE et son homologue espagnole à rendre un avis défavorable au projet « STEP ». Ce dossier met en perspective les compétences des autorités nationales de régulation en matière d'approbation des investissements des GRT et la notion de PIC, qui bénéficie d'une présomption de valeur positive dont doivent tenir compte les autorités de régulation concernées.
- L'activité du CoRDIS a été marquée par la part croissante de l'instruction des demandes de sanction. En 2019, le Conseil d'État a également eu l'occasion de se prononcer dans deux décisions sur les procédures de sanction du comité. C'est ce contrôle opéré par le juge sur les sanctions prononcées par le CoRDIS mais également d'autres organes d'autorités administratives indépendantes qui est analysé ici.
- L'année 2019 a été marquée par une forte activité tarifaire et l'adoption, pour le gaz naturel, de l'ATRT7, l'ATRD6 et l'ATS2 ainsi que la décision du Conseil d'État rejetant le recours contre l'ATRT6 en mars 2019. Le présent rapport propose de reprendre l'historique des contentieux tarifaires des réseaux et infrastructures régulés en électricité et en gaz naturel depuis 2013.

Les différents thèmes traités dans les « grands dossiers » du présent rapport sont un aperçu de la complexité et de la multitude de questions juridiques qui se posent au régulateur dans l'exercice quotidien de ses missions.



# 1 LA CONSTRUCTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ ET SON ÉVOLUTION

*Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont aujourd'hui établis de manière à ne pas entraver le développement effectif de la concurrence sur le marché de la fourniture. Dans ce contexte, le rôle de la Commission de régulation de l'énergie est désormais essentiel afin de garantir la « contestabilité » de ces tarifs tout en couvrant les coûts du fournisseur historique.*

La fixation des prix de l'électricité, qui constitue un « produit de première nécessité » aux termes de l'article L. 121-1 du code de l'énergie, demeure fortement marquée par l'intervention publique. L'activité de fourniture d'électricité continue ainsi à déroger, dans une certaine mesure, au principe selon lequel la formation des prix sur le marché des biens et des services doit résulter du libre jeu de la concurrence<sup>18</sup>. La loi admet en effet que des prix réglementés puissent continuer d'exister, notamment dans les « secteurs [...] où la concurrence par les prix est limitée en raison [...] de dispositions législatives ou réglementaires »<sup>19</sup>. L'article L. 337-1 du code de l'énergie met en œuvre cette dérogation s'agissant en particulier des tarifs réglementés de vente d'électricité (« TRVE »).

Les modalités de cette intervention publique ont été adaptées au gré des évolutions du marché de l'électricité.

La période d'après-guerre est tout d'abord marquée par un encadrement strict des prix, dans le cadre de l'ordonnance du 30 juin 1945 permettant la fixation du prix de fourniture d'électricité par simple arrêté. Puis, en vertu du décret n° 88-850 du 29 juillet 1988 relatif au prix de l'électricité, adopté sur le fondement de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> décembre 1986 précitée, le ministre de l'économie demeurait seul compétent pour fixer chaque année l'évolution des prix de l'électricité.

Le souhait d'inscrire le secteur de l'énergie dans le modèle économique d'un marché intérieur soumis au jeu d'une libre concurrence, conformément à l'Acte unique européen signé en 1986, va fortement faire évoluer la réglementation du secteur de l'électricité, et en particulier la méthodologie d'intervention publique sur les prix de l'électricité.

C'est la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et du gaz qui pose les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence conformément aux engagements européens de la France. Elle prévoyait notamment que les TRVE devaient couvrir l'ensemble des coûts supportés par les opérateurs historiques.

Cette loi a été complétée par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (la loi « NOME »). La loi NOME a réorganisé certains aspects du marché de l'électricité afin de permettre le développement de la concurrence. Elle a notamment transformé les principes de la tarification de la fourniture d'électricité afin de donner aux différents fournisseurs dits « alternatifs » les moyens de concurrencer l'opérateur historique EDF dans des conditions économiques comparables. Cette loi pose ainsi les principes de construction des TRVE tels qu'ils sont appliqués aujourd'hui.

Ces réformes ont par ailleurs accru le rôle joué par la Commission de régulation de l'énergie en matière de fixation des prix. À l'origine, la loi du 10 février 2000 précitée se bornait à prévoir que la CRE<sup>20</sup> propose les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») et qu'elle donne son avis sur les TRVE. Ces tarifs demeuraient donc *in fine* fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Les missions tarifaires de la CRE se sont renforcées au fil du temps : dans le cadre législatif actuellement en vigueur, elle établit elle-même les TURPE et propose les TRVE, lesquels sont ensuite approuvés par une décision interministérielle.

Alors que la CRE fête le vingtième anniversaire de sa création, il paraît utile d'analyser la manière dont le régime applicable aux TRVE a évolué depuis ces dernières années. Le principe de couverture des coûts initialement posé par la loi du 10 février 2000 a en effet cédé la place à un principe dit de « contestabilité » des tarifs (1). Afin de mettre en œuvre ce principe, la construction des TRVE par « empilement des briques de coûts » est désormais la règle (2).

18. Cf. l'ordonnance n° 86-1243 du 1<sup>er</sup> décembre 1986 relative à la liberté des prix et de la concurrence, désormais codifiée aux articles L. 410-1 et s. du code de commerce.

19. Article L. 410-2 al. 2 du code de commerce.

20. Alors dénommée Commission de régulation de l'électricité, elle endossera sa dénomination actuelle par l'effet de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

Alors que la CRE fête le vingtième anniversaire de sa création, il paraît utile d'analyser la manière dont le régime applicable aux TRVE a évolué depuis ces dernières années.



## 1.1 Les évolutions récentes de la méthodologie de construction des TRVE : de la couverture des coûts à la contestabilité progressive des tarifs

### 1.1.1 Les TRVE étaient initialement fixés de manière à couvrir les coûts comptables des opérateurs historiques

La loi du 10 février 2000 précitée prévoyait que les TRVE soient calculés sur la base d'une méthode dite de « couverture des coûts comptables » d'EDF. Comme l'a rappelé l'Autorité de la concurrence dans son avis du 27 juillet 2009 sur le projet de décret relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité<sup>21</sup>, l'article 4 de cette loi avait instauré une double règle :

- d'une part, l'orientation des tarifs vers les coûts, en précisant que les TRVE étaient définis « *en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures* » ;
- d'autre part, l'équilibre financier de l'activité de vente d'électricité aux TRVE en précisant que les TRVE couvraient « *l'ensemble des coûts supportés à ce titre* ».

Ainsi, les tarifs devaient être fixés à un niveau suffisant pour couvrir a minima les coûts de production comptables d'EDF.

### 1.1.2 Cette méthode de « couverture des coûts » s'est toutefois avérée insuffisante pour permettre l'ouverture effective à la concurrence du marché de l'électricité

Si la loi précitée du 10 février 2000 a posé les premières bases de l'ouverture à la concurrence du marché de la fourniture d'électricité, la méthode de construction des TRVE qu'elle prévoyait faisait néanmoins obstacle à un développement effectif de la concurrence.

La CRE avait d'ailleurs identifié dans son rapport d'activité de juin 2006 les TRVE comme un frein à l'ouverture du marché des particuliers qui devait intervenir en 2007. En effet, elle avait rappelé que, pour que la concurrence puisse se développer en présence de TRVE, les fournisseurs alternatifs devaient pouvoir être en mesure de proposer des offres à un prix de marché de fourniture inférieur ou égal à la part fourniture des TRVE. Or, la CRE constatait en 2006 que les fournisseurs alternatifs d'électricité « *ne disposant pas de capacités de production suffisantes pour alimenter leurs clients [devaient] s'approvisionner sur le marché de gros. La part fourniture des tarifs réglementés est basée sur le parc de production national d'EDF, majoritairement nucléaire. [...] Dans ce contexte, les fournisseurs ne disposant pas de moyens de production de base aussi compétitifs que le nucléaire [étaient] victimes d'un effet de ciseau car les prix d'approvisionnement sur le marché [étaient] plus élevés que les tarifs réglementés dont le niveau [n'évoluait] pas* »<sup>22</sup>.

Conscients de ces défauts, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont confié, en novembre 2008, à une commission présidée par M. Paul Champsaur, la charge de faire des propositions d'organisation du marché électrique. Cette commission a rendu en avril 2009 son rapport (« le rapport Champsaur »<sup>23</sup>), qui recommandait l'instauration d'un nouveau dispositif de régulation de l'électricité axé autour de cinq éléments, dont l'instauration d'un accès régulé à l'électricité nucléaire historique et une modification des règles de fixation des TRVE.

21. Autorité de la concurrence, avis n° 09-A-43 du 27 juillet 2009 relatif à un projet de décret concernant les tarifs réglementés de vente d'électricité, §71.

22. Commission de régulation de l'énergie, rapport d'activité, juin 2006.

23. Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité, présidée par Paul Champsaur, avril 2009.



*Une phase de transition a été prévue afin que le transfert de compétence du Gouvernement vers la CRE dans la détermination des tarifs puisse s'effectuer de manière progressive.*

### 1.1.3 La loi NOME a instauré une nouvelle méthodologie de construction des TRVE afin de les rendre économiquement « contestables »

La loi NOME précitée a été élaborée sur la base des conclusions du rapport Champsaur. Elle répondait également aux demandes de la Commission européenne relatives aux conditions de transposition par la France des directives européennes successives concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

Cette loi a tout d'abord instauré un mécanisme dit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »), qui permet notamment aux fournisseurs de consommateurs finaux résidant sur le territoire métropolitain continental d'acquiescer auprès d'EDF une quantité d'électricité à un tarif fixé par voie réglementaire. Ce tarif est calculé afin de donner aux fournisseurs un accès à l'électricité produite à partir des centrales nucléaires françaises.

Par ailleurs, la nouvelle organisation des marchés de l'électricité prévue par la loi NOME reposait sur la cohérence entre le prix de l'ARENH et les TRVE. Ainsi, la loi NOME prévoyait une nouvelle méthodologie de construction des TRVE afin que ces tarifs soient progressivement, et au plus tard au 31 décembre 2015, construits selon une méthode conduisant à additionner le prix de l'ARENH, le coût de complément de fourniture, le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité, les coûts de commercialisation et enfin une rémunération normale du fournisseur.

Une phase de transition a été prévue afin que le transfert de compétence du Gouvernement vers la CRE dans la détermination des tarifs puisse s'effectuer de manière progressive. La loi NOME prévoyait ainsi que, pendant une durée de cinq ans à compter de la publication de la loi, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie fixent conjointement les TRV, après avis de la CRE.

Cette période transitoire s'est achevée le 30 octobre 2014 avec la publication du décret modificatif n° 2014-1250 du 28 octobre 2014.

## 1.2 La mise en œuvre de la tarification par empilement : une prérogative importante de la CRE soumise à un contrôle poussé du juge

Depuis cette date, les TRVE sont construits par empilement. Cette méthodologie vise à garantir la « contestabilité » des TRVE, qui peut se définir comme « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés »<sup>24</sup>. Pour ce faire, l'établissement des TRVE implique en substance de « projeter les coûts des fournisseurs alternatifs sur la grille tarifaire de l'opérateur historique. »<sup>25</sup>

C'est pourquoi l'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit que les TRVE sont établis par addition de différentes « briques » censées refléter les coûts exposés par un fournisseur alternatif<sup>26</sup>. L'article R. 337-19 du même code détaille les modalités de calcul de ces différentes briques de coûts.

24. CE, ord. ref, 7 janvier 2015, ANODE, req. n° 386076.

25. Concl. sous CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 6 novembre 2019, Société Engie et ANODE, req. n°s 424573, 424576, 424586, 424589, 4245890 ; Associations UFC Que Choisir et CLCV, req. n° 431902.

26. Aux termes du premier alinéa de cet article : « Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2 [le « plafond d'ARENH »]. »

### 1.2.1 Le rôle désormais central de la CRE dans l'élaboration des TRVE

Depuis la mise en œuvre par la CRE de sa nouvelle compétence de proposition des TRVE, les ministres ont systématiquement approuvé les propositions de la CRE dans un acte positif (par exemple, en dernier lieu, la proposition tarifaire du 16 janvier 2020<sup>27</sup> a été approuvée par une décision du 29 janvier 2020<sup>28</sup>).

En pratique, les propositions tarifaires de la CRE font l'objet d'une large concertation avec les acteurs du secteur de l'électricité (fournisseurs historiques, fournisseurs alternatifs, associations de consommateurs et représentants des pouvoirs publics compétents sur ces questions).

Pour ce faire, la CRE a eu l'occasion de lancer des consultations publiques et d'organiser des auditions afin d'interroger les acteurs sur les évolutions de la construction des TRVE. Ainsi, lors de la proposition tarifaire précitée du 16 janvier 2020, la CRE a retenu, à l'issue des discussions avec les acteurs, une période de deux ans pour réaliser les rattrapages des écarts tarifaires des propositions précédentes.

Enfin, la CRE a eu l'occasion de s'appuyer sur des audits externes aux fins de valider la méthodologie mise en œuvre pour la construction des tarifs, s'agissant par exemple de l'évaluation des processus d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (« CEE »), qui a fait l'objet d'un audit en début d'année 2019.

Les TRVE sont donc désormais construits en relation étroite avec l'ensemble des parties concernées. Le juge a par ailleurs eu l'occasion de valider la méthode retenue par la CRE pour élaborer ces tarifs.

### 1.2.2 Une méthodologie clairement validée par le juge

Deux décisions rendues par le Conseil d'État le 6 novembre 2019 ont contribué à préciser les modalités d'élaboration et d'application des TRVE dans le cadre de la méthode de calcul par empilement des briques de coûts.

Dans une première décision relative aux tarifs applicables à compter du 1<sup>er</sup> août 2018<sup>29</sup>, le Conseil d'État a été amené à analyser de manière approfondie la méthode appliquée par la CRE pour fixer le niveau des différentes briques de coûts. À cette occasion, il a notamment rappelé que, si les TRVE doivent être contestables ils n'ont cependant pas à couvrir les coûts effectivement exposés par l'ensemble des fournisseurs présents sur le marché, lesquels varient notamment en fonction de la nature des offres proposées et de l'efficacité de ces opérateurs.

Le juge a également apporté certaines précisions sur l'office de la CRE, en précisant qu'il revient à cette dernière d'engager une révision tarifaire lorsqu'elle constate par exemple une évolution du prix des capacités qui pourrait créer un écart significatif entre les tarifs qu'elle a fixés et le coût de fourniture des offres de marché, de nature à faire obstacle à l'exercice d'une concurrence tarifaire effective sur le marché de détail de l'électricité, ou encore lorsque le « plafond d'ARENH » a été atteint.

Cette décision a en outre été l'occasion pour le juge de clarifier son rôle par rapport à celui de l'autorité de régulation, en indiquant que son contrôle demeurerait restreint à l'erreur manifeste d'appréciation en ce qui concerne la quantification de certains paramètres techniques<sup>30</sup>.

Par ailleurs, dans la lignée d'une précédente décision rendue par son assemblée du contentieux<sup>31</sup>, le Conseil d'État a confirmé que, compte tenu des exigences issues du droit de l'Union européenne, le champ d'application des TRVE devait être limité aux seuls consommateurs domestiques et à ceux ayant un profil similaire (tels que les artisans, commerçants et professions libérales).

27. Délibération n° 2020-002 de la Commission de régulation de l'énergie du 16 janvier 2020 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

28. Pour les tarifs bleus résidentiels applicables en France métropolitaine, décision du 29 janvier 2020 relative aux tarifs réglementés de vente d'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale.

29. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 6 novembre 2019, *Société Engie et ANODE*, req. n°s 424573, 424576, 424586, 424589, 424590.

30. C'est par exemple le cas en ce qui concerne la durée de « lissage » retenue pour calculer le coût du complément d'approvisionnement sur le marché par référence à une stratégie d'approvisionnement progressif au cours d'une période longue, ou encore en ce qui concerne l'écart-type retenu pour calculer le risque lié aux erreurs de prévisions de portefeuille, lequel contribue à définir la rémunération normale de l'activité de fourniture.

31. CE, Assemblée, 18 mai 2018, *Société Engie et ANODE*, req. n°s 413688 et 414656.

Dans sa seconde décision<sup>32</sup>, le Conseil d'État a rejeté un recours dirigé contre la décision ayant fixé les TRVE applicables à compter du 1<sup>er</sup> juin 2019 et qui a notamment prévu une augmentation de 5,9 % TTC de ces tarifs réglementés pour les consommateurs résidentiels et non résidentiels en France métropolitaine. À cette occasion, le juge a validé le fait de prévoir que les TRVE sont fixés en tenant compte de l'atteinte du « plafond d'ARENH » et il a également approuvé la manière dont la CRE l'a effectivement pris en compte.

### Les conséquences de l'atteinte du « plafond d'ARENH » sur la fixation du niveau des TRVE

La loi limite la quantité d'ARENH disponible à 100 TWh par an jusqu'au 31 décembre 2019 et 150 TWh par an à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020<sup>33</sup>. Pendant les premières années de mise en œuvre du dispositif, ce plafond n'avait jamais été atteint puisque, dans un premier temps la demande était inférieure à 100 TWh et que, plus récemment, les fournisseurs privilégiaient un approvisionnement sur les marchés de gros à un prix inférieur à celui de l'ARENH, lequel est fixé à 42 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012<sup>34</sup>. En revanche, l'augmentation du prix de l'électricité sur les marchés de gros a conduit les fournisseurs à solliciter davantage d'ARENH, jusqu'à ce que, pour la première fois depuis l'instauration de ce dispositif, les demandes d'électricité nucléaire historique présentées au titre de l'année 2019, soit 132,98 TWh, excèdent le plafond fixé par la loi. La CRE a par conséquent été amenée à répartir le volume

d'ARENH de 100 TWh au prorata des demandes des fournisseurs<sup>35</sup>, ces derniers se voyant attribuer 75,2 % de la quantité qu'ils avaient demandée.

Cette situation a eu un impact dans l'élaboration des TRVE puisqu'il a fallu tenir compte du fait que les fournisseurs alternatifs, dont la demande d'ARENH n'avait été que partiellement satisfaite, devaient compléter leur approvisionnement sur les marchés de gros à un prix sensiblement plus élevé que celui de l'ARENH (environ 59 €/MWh en décembre 2018). C'est cette prise en compte, dans l'élaboration des TRVE, d'un complément d'approvisionnement sur le marché destiné à compenser l'écrêtement des droits d'ARENH que le juge a validée par sa décision *UFC Que Choisir et CLCV* du 6 novembre 2019 mentionnée ci-dessus.

Le juge a également eu l'occasion de préciser que, si l'objectif d'intérêt général de stabilité des prix justifie l'existence des TRVE au regard du droit de l'Union européenne, un tel objectif ne constitue toutefois pas une condition de la légalité des décisions fixant les tarifs. Cette solution se comprend aisément : en effet, dans le cas contraire, une contradiction pourrait apparaître entre, d'une part, la nécessité d'augmenter les tarifs afin d'assurer leur contestabilité et de garantir par suite le fonctionnement concurrentiel du marché de la fourniture d'électricité et, d'autre part, la nécessité de ne pas augmenter les tarifs afin de ne pas méconnaître l'objectif de stabilité des prix.

Le juge rappelle donc à raison que l'existence même des TRVE est justifiée par un objectif de stabilité des prix mais qu'un tel objectif ne saurait faire obstacle à la fixation des tarifs au niveau permettant de garantir leur contestabilité.

Si le cadre juridique en vigueur assure donc sans conteste l'existence même des TRVE, il fixe également des limites claires à leur champ d'application et encadre leurs modalités d'élaboration afin de limiter autant que faire se peut leur incidence sur le fonctionnement concurrentiel du marché de la fourniture d'électricité.

À cet égard, on peut souligner que l'article 5 de la directive du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité autorise les États membres à mettre en œuvre des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels et aux microentreprises. En application de cette même disposition, ces interventions publiques doivent notamment être « établies à un prix supérieur aux coûts, à un niveau permettant une concurrence tarifaire effective »<sup>36</sup>.

La méthodologie de construction des TRVE par empilement répond à cette exigence et est donc compatible avec les nouvelles dispositions européennes applicables au secteur de l'électricité.

32. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, *Associations UFC Que Choisir et Consommation, logement et cadre de vie*, req. n° 431902.

33. Article L. 336-2 du code de l'énergie.

34. Arrêté du 17 mai 2011 fixant le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique à compter du 1er janvier 2012.

35. Articles L. 336-3 et R. 336-18 du code de l'énergie.

36. 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, article 5(7)c).

## 2 CLAP DE FIN POUR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ NATUREL

À la suite de la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017, la loi relative à l'énergie et au climat met fin aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel (« TRVG ») et organise la mise en œuvre progressive de la suppression de ces tarifs.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat marque la dernière étape de l'histoire des tarifs réglementés de vente de gaz naturel en France.

Le prix du gaz naturel, tout comme celui de l'électricité, a fait l'objet d'une réglementation plus ou moins importante au cours du siècle dernier.

Depuis 1945 jusqu'à l'ouverture progressive à la concurrence, le prix du gaz naturel était strictement encadré par les pouvoirs publics.

L'ouverture à la concurrence des marchés du gaz naturel a été engagée au niveau européen avec l'adoption de la directive 98/30/CE du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. La directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE fixe actuellement les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel au sein de l'Union européenne.

En France, ces directives ont été transposées par étapes au travers de plusieurs lois. L'ouverture à la concurrence a débuté dès 1999 pour les très gros consommateurs professionnels (consommation supérieure à 100 GWh par an), et s'est achevée le 1<sup>er</sup> juillet 2007 pour l'ensemble des consommateurs de gaz naturel.

Afin de mettre fin aux procédures d'infraction engagées par la Commission européenne relatives aux tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel, le gouvernement français s'est engagé à supprimer le bénéfice des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs non résidentiels d'électricité et de gaz naturel.

En gaz naturel, la suppression des TRVG s'est réalisée en trois étapes, en application des dispositions de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation :

- le 19 juin 2014, pour les consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- le 31 décembre 2014 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 200 000 kilowattheures de gaz par an ;
- le 31 décembre 2015 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 30 000 kilowattheures de gaz par an et pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 000 kilowattheures par an.

L'association nationale des détaillants en énergie (« ANODE »), regroupant les principaux fournisseurs alternatifs d'électricité et de gaz, a formé, en juillet 2013, un recours pour excès de pouvoir tendant à l'annulation du décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel applicable aux clients restant éligibles aux TRVG. À l'appui de son recours, l'ANODE soutenait que cette réglementation était contraire au droit de l'Union européenne.

Par une décision en date du 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 précité au motif que le maintien des TRVG était contraire au droit de l'Union européenne (1). La loi relative à l'énergie et au climat de 2019 prévoit les mesures nécessaires afin de tirer les conséquences de cette décision (2).



## 2.1 Le Conseil d'État condamne les TRVG au motif qu'ils sont contraires au droit de l'Union européenne

Le Conseil d'État était appelé à se prononcer sur la compatibilité de la réglementation relative aux TRVG avec le droit de l'Union européenne.

Par une première décision du 15 décembre 2014, le Conseil d'État avait sursis à statuer sur cette affaire et posé à la Cour de justice de l'Union européenne (« CJUE ») plusieurs questions préjudicielles relatives à l'étendue des exigences imposées par le droit de l'Union européenne pour la réalisation d'un marché du gaz concurrentiel.

En réponse à ces questions, la CJUE a jugé dans une décision du 7 septembre 2016<sup>37</sup> que l'intervention d'un État membre consistant à imposer à certains fournisseurs de proposer au consommateur final la fourniture de gaz naturel à des tarifs réglementés constituait, par sa nature même, une entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel. Toutefois, selon la CJUE, une telle entrave peut être admise dans le cadre de la directive du 13 juillet 2009, sous réserve de trois conditions cumulatives :

- la poursuite d'un objectif d'intérêt économique général ;
- le respect du principe de proportionnalité ;
- l'imposition d'obligations de service public clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables et la garantie d'un égal accès des entreprises de gaz de l'Union européenne aux consommateurs.

Tirant les conséquences de cette décision de la CJUE, après une analyse approfondie et la tenue d'une audience d'instruction au cours de laquelle les parties ont pu s'exprimer, le Conseil d'État a estimé que :

*« L'entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée ne poursuit aucun objectif d'intérêt économique général. Dès lors, les dispositions législatives du code de l'énergie contestées sont incompatibles avec les objectifs poursuivis par la directive 2009/73/CE »<sup>38</sup>.*

Il prononce donc l'annulation du décret du 16 mai 2013 relatif aux TRVG.

L'annulation du décret du 16 mai 2013 n'a néanmoins pas entraîné l'annulation des dispositions relatives aux TRVG dès lors que les dispositions annulées par le Conseil d'État avaient été codifiées par le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie et que ce dernier n'avait pas été attaqué.

En outre, le fondement législatif des TRVG, invoqué par la voie de l'exception dans le cadre du recours formé par l'ANODE, bien que jugé contraire au droit de l'Union européenne par le Conseil d'État dans sa décision du 19 juillet 2017 précitée, n'avait pas disparu de l'ordonnement juridique.

Des évolutions législatives étaient donc nécessaires afin de mettre un terme à cette non-conformité au droit de l'Union européenne.

## 2.2 La loi relative à l'énergie et au climat supprime les TRVG et organise la mise en œuvre de cette suppression

### 2.2.1 La loi relative à l'énergie et au climat prévoit la suppression des TRVG par étapes

Dans son étude d'impact accompagnant le projet de loi relatif à l'énergie et au climat, le gouvernement a considéré que *« compte tenu de la décision du Conseil d'État [du 19 juillet 2017], la suppression des tarifs réglementés de vente du gaz naturel pour l'ensemble des consommateurs constitue la seule option possible. Cette mesure permettra de lever le risque indemnitaire pesant sur l'État suite à l'annulation par le Conseil d'État du décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel »<sup>39</sup>.*

L'article 63 de la loi relative à l'énergie et au climat met ainsi fin aux TRVG en prévoyant l'abrogation du dispositif législatif inscrit dans le code de l'énergie qui fonde ces tarifs.

37. CJUE, 7 septembre 2016, aff. C-121/15.

38. CE, 19 juillet 2017, req. n° 370321.

39. Projet de loi relatif à l'énergie et au climat, étude d'impact, page 92.

Afin de tenir compte des caractéristiques des consommateurs concernés, il est prévu que les TRVG sont supprimés en deux temps :

- à partir du 1<sup>er</sup> décembre 2020, pour les consommateurs finals non domestiques ayant une consommation annuelle de référence inférieure à 30 MWh ;
- à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2023, pour les consommateurs finals domestiques ayant une consommation annuelle de référence inférieure à 30 MWh, les propriétaires uniques d'un immeuble à usage principal d'habitation consommant moins de 150 MWh par an et les syndicats des copropriétaires d'un tel immeuble. Comme indiqué dans l'étude d'impact mentionnée ci-dessus, « *cette durée vise à permettre d'assurer la complète information des clients domestiques afin qu'ils exercent leur libre choix entre différentes offres de marché* »<sup>40</sup>.

Les dispositions du code de l'énergie modifiées ou abrogées par la loi relative à l'énergie et au climat et les dispositions réglementaires prises pour leur application restent applicables dans leur rédaction antérieure à cette loi aux contrats de fourniture de gaz souscrits aux TRVG, en cours d'exécution à la date de publication de cette loi, jusqu'aux échéances rappelées ci-dessus.

Par ailleurs, l'article 63 prévoit l'impossibilité de souscrire à un nouveau contrat aux TRVG, sauf cas très spécifiques (cas d'erreurs lors du traitement d'une demande de résiliation), au plus tard 30 jours après la publication de la loi relative à l'énergie et au climat.

### **2.2.2 La loi relative à l'énergie et au climat met en place des mesures d'accompagnement à la suppression des TRVG**

La loi relative à l'énergie et au climat prévoit plusieurs mesures afin d'assurer un accompagnement des consommateurs et de garantir le libre jeu de la concurrence dans le cadre de la suppression des TRVG.

#### **Tout d'abord, ces mesures concernent l'amélioration de l'information des consommateurs.**

L'article 63 de la loi relative à l'énergie prévoit ainsi que les fournisseurs historiques de gaz naturel doivent informer leurs clients ayant souscrit un contrat aux TRVG de la fin des tarifs réglementés, de la disponibilité d'offres de marché, et de l'existence du comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie (« MNE »), en utilisant des vecteurs d'information variés comme les factures, les pages publiques de leurs sites internet consacrées aux TRVG ainsi que sur celles de l'espace personnel des consommateurs ou lors des conversations téléphoniques avec ces consommateurs. L'arrêté du 12 décembre 2019 précise les modalités de communication des fournisseurs historiques auprès de leurs clients aux TRVG, afin d'assurer une information neutre, respectueuse à la fois de la liberté de choix des consommateurs et d'une concurrence équitable entre fournisseurs<sup>41</sup>. Cet arrêté renforce le rôle de la CRE en prévoyant que les messages d'accueil et les consignes internes des équipes commerciales des fournisseurs de contrats aux TRVG devront être portés à sa connaissance préalablement à la mise en œuvre de ces messages et consignes.

L'article 63 prévoit également l'envoi par les fournisseurs historiques de trois courriers spécifiques dont le modèle est préalablement approuvé par les ministres chargés de l'énergie et de la consommation, adressés selon un échéancier prévu par cette disposition.

En outre, afin de multiplier les canaux d'information pour le consommateur, le MNE et la CRE sont chargés par la loi relative à l'énergie et au climat de communiquer auprès du grand public au sujet de la disparition progressive TRVG, de la disponibilité des offres de marché et de l'existence du comparateur d'offres du MNE.

Enfin, l'article 66 de la loi relative à l'énergie et au climat, complété par les dispositions de l'arrêté du 12 décembre 2019 précisant les modalités de fonctionnement de l'outil de comparaison du MNE renforce le rôle du comparateur du MNE et précise les obligations auxquelles les fournisseurs doivent se soumettre, notamment en termes de transmission d'information sur leurs offres, afin d'assurer la communication la plus neutre et la plus pédagogique possible pour les consommateurs.

40. Projet de loi relatif à l'énergie et au climat, étude d'impact, page 92.

41. Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'information des consommateurs aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel par leur fournisseur de gaz naturel dans le cadre de la suppression de ces tarifs.

**Ces mesures concernent également le renforcement de la surveillance des marchés de détail ainsi que la mise en place de mesure de contrôle.**

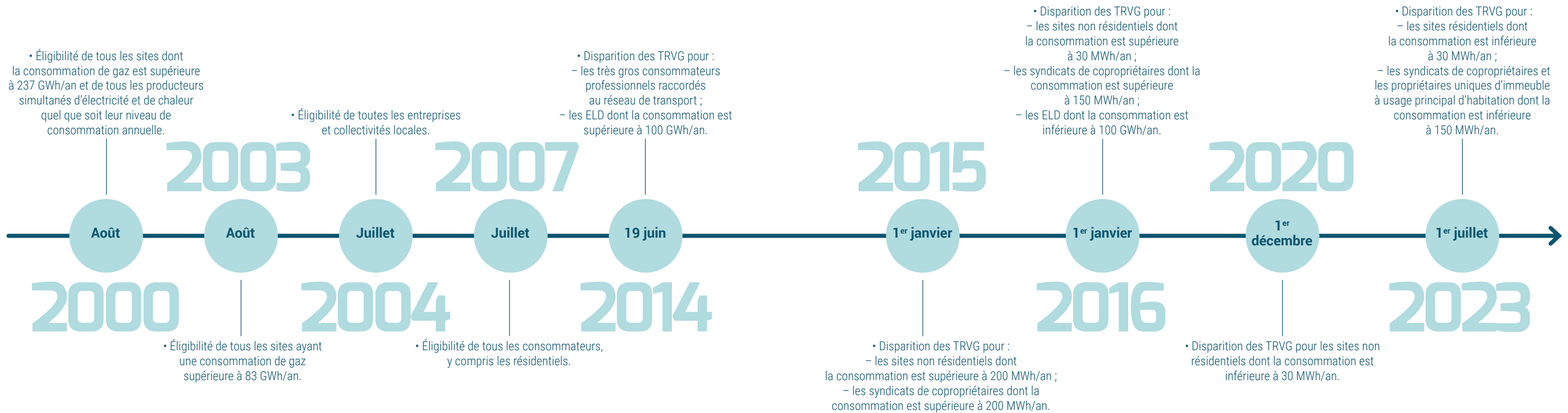
Afin de suivre l'évolution du nombre des clients liés par un contrat aux TRVG et d'adapter si nécessaire les efforts de communication ou les dispositions légales et réglementaires, il est prévu que, jusqu'au 1er juillet 2023, les fournisseurs des clients aux TRVG communiquent chaque mois aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie ainsi qu'à la CRE le nombre de consommateurs qui bénéficient encore de ces tarifs auprès d'eux.

L'article 66 de la loi relative à l'énergie et au climat prévoit également que la CRE est chargée de publier chaque trimestre « un rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel en France métropolitaine. Ce rapport présente en particulier l'évolution du prix moyen de la fourniture d'électricité et de gaz naturel payé par les consommateurs domestiques et par les consommateurs non domestiques ainsi que, une fois par an, l'évolution de la marge moyenne réalisée par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel pour ces deux catégories de consommateurs ».

Enfin, des mesures de contrôle et de sanction, notamment contre les actions visant à freiner le mouvement des consommateurs aux TRVG vers les offres de marché sont prévues. Ces pouvoirs de sanction et de contrôle sont confiés à la CRE et au CoRDiS.

**Ces mesures concernent en outre la mise à disposition des données des clients aux TRVG par les fournisseurs historiques.**

L'article 63 de la loi relative à l'énergie et au climat prévoit que les fournisseurs dits historiques sont tenus « d'accorder à leurs frais, à toute entreprise disposant d'une autorisation de fourniture de gaz naturel qui en ferait la demande, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès aux données dont ils disposent de contact et de consommation de ceux de leurs clients qui bénéficient auprès d'eux desdits tarifs réglementés ».



Par deux délibérations en date du 21 novembre 2019, la CRE a rendu un avis sur le projet d'arrêté fixant les modalités de cette mise à disposition<sup>42</sup> et a proposé une liste de données qui devront être mises à disposition des fournisseurs qui en font la demande<sup>43</sup>.

**Ces mesures concernent enfin le traitement des clients qui, à la date de suppression des TRVG, n'auraient pas souscrit à une offre de marché.**

En application de l'article 63 de la loi relative à l'énergie et au climat, un nouveau contrat en offre de marché, défini après avis conforme de la CRE, leur sera proposé par leur fournisseur historique préalablement à l'atteinte de l'échéance de suppression des TRVG. Ce contrat sera réputé accepté par le client, sauf opposition explicite de sa part, ou souscription d'une autre offre de marché avant l'atteinte de l'échéance de suppression.

La loi relative à l'énergie et au climat acte la fin des TRVG en les supprimant par étapes et en prévoyant des mesures d'accompagnement à cette suppression. Elle confie à la CRE le soin de veiller au bon déroulement de ces étapes et de la mise en œuvre des mesures les accompagnant par les fournisseurs historiques.

Le schéma ci-après récapitule les différentes étapes de la suppression des TRVG.

La loi relative à l'énergie et au climat acte par ailleurs le maintien des tarifs réglementés de vente d'électricité (« TRVE »). Elle prévoit néanmoins les évolutions nécessaires pour réduire le champs des bénéficiaires de ces tarifs à la suite de la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018<sup>44</sup> et de la directive du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité<sup>45</sup>.

42. Délibération n° 2019-254 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 novembre 2019 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les modalités de mise à disposition des données des clients aux tarifs réglementés de vente du gaz par les fournisseurs historiques.

43. Délibération n° 2019-255 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 novembre 2019 portant proposition d'arrêté fixant la liste des données mises à disposition des fournisseurs de gaz naturel par les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

44. CE, Assemblée, 18 mai 2018, *Société Engie et ANODE*, req. nos 413688 et 414656.

45. 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.

## LA RÉSILIENCE DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

La décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 et de la directive du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ont rendu nécessaire la mise en conformité au droit de l'Union européenne du droit national applicable aux tarifs réglementés de vente d'électricité.

En effet, dans sa décision du 18 mai 2018, le Conseil d'État a admis dans son principe l'existence de TRVE en ce qu'ils permettent de garantir un prix stable de l'électricité.

Il a toutefois estimé que la réglementation des TRVE est disproportionnée à l'objectif poursuivi sur deux points : l'absence de révision périodique de la nécessité des tarifs dans leur principe ou dans leurs modalités, et l'inclusion des sites non résidentiels appartenant à des grandes entreprises, qu'il considère aller au-delà de ce qui est nécessaire pour atteindre l'objectif d'intérêt économique général poursuivi.

Par ailleurs, l'article 5 de la directive du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité autorise les États membres

à mettre en œuvre des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité uniquement à destination des clients résidentiels et des microentreprises définies comme des entreprises employant « moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires annuel et/ou le total du bilan annuel n'excède pas 2 millions d'euros ».

Le gouvernement français a considéré que la suppression du bénéfice des TRVE pour les consommateurs professionnels autres que les microentreprises par voie législative était la seule option possible pour rendre la réglementation relative aux TRVE conforme au droit de l'Union européenne.

La loi relative à l'énergie et au climat prévoit ainsi une modification du champ des consommateurs éligibles aux tarifs réglementés (modification de l'article L. 337-7 du code de l'énergie) et des mesures d'accompagnement dont notamment la mise à disposition des fournisseurs alternatifs du fichier de clients perdant leur éligibilité aux TRVE. Elle prévoit également des modalités de révision périodique des TRVE et, le cas échéant, de leur réforme.



## 3 LES PROCÉDURES DE MISE EN CONCURRENCE POUR LE DÉVELOPPEMENT DES ENR

### **Des dispositifs mis en œuvre par le régulateur, au service des objectifs de transition énergétique.**

Pour l'atteinte des ambitieux objectifs de transition énergétique que s'est fixée la France, des procédures de mise en concurrence sont régulièrement lancées par le ministre chargé de l'énergie.

Ces procédures, qui font l'objet d'un encadrement spécifique prévu par le code de l'énergie, sont mises en œuvre par la CRE. Ne se cantonnant pas au rôle d'un service instructeur, le régulateur partage son expertise avec les pouvoirs publics afin d'établir un cadre concurrentiel adapté et durable pour le développement des énergies renouvelables.

L'année 2019 fut marquée par la désignation du lauréat du premier dialogue concurrentiel en France, pour le développement de l'éolien en mer. S'agissant des autres filières renouvelables, une dizaine d'appels d'offres sont actuellement ouverts aux candidatures et seront instruits par la CRE.

Ces deux procédures visent à mettre en concurrence de manière transparente et non discriminatoire les producteurs d'électricité à partir de sources renouvelables pour l'attribution de contrats avec soutien public (contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération), en vue d'atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (« PPE »).

La mise en œuvre de ces procédures, par le régulateur, s'inscrit dans le respect du cadre juridique européen, et en particulier des lignes directrices de la Commission européenne relatives à l'environnement et à l'énergie.

### **3.1 Les procédures conciliant des objectifs de concurrence effective et de développement des énergies renouvelables**

#### **3.1.1 Un encadrement spécifique de la procédure de mise en concurrence**

##### **3.1.1.1 Une procédure *ad hoc***

L'instauration d'une procédure de mise en concurrence des producteurs d'électricité répond à plusieurs finalités. Elle permet l'attribution d'une autorisation d'exploiter et d'un contrat d'achat d'électricité avec soutien public pour répondre aux objectifs de programmation pluriannuelle de l'énergie. Elle n'a donc pas pour finalité de répondre aux besoins d'un acheteur au sens du code de la commande publique.

Cette procédure n'est pas régie par le code de la commande publique mais par des textes spécifiques, codifiés aux articles L. 311-10 et suivants et R. 311-12 et suivants du code de l'énergie. À cet égard, dans un arrêt n° 16BX00728 du 18 octobre 2016<sup>46</sup>, la cour administrative d'appel de Bordeaux a affirmé que « *l'appel d'offres en matière de production d'électricité est une procédure particulière qui déroge au code des marchés publics* ».

##### **3.1.1.2 Une procédure transparente et non discriminatoire**

Les modalités de la procédure de mise en concurrence sont définies conformément aux exigences découlant des 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> paquets énergie et aux principes généraux du droit de l'Union.

En vue de garantir le respect des principes de transparence, non-discrimination et égalité de traitement des producteurs, la procédure de mise en concurrence est écrite. Les grandes étapes de cette procédure sont déterminées par le code de l'énergie et précisées par un cahier des charges propre à chaque appel d'offres lancé. Ce document est un élément essentiel de la procédure car il décrit les caractéristiques de l'appel d'offres, les installations éligibles, les modalités de transmission des dossiers de candidature, la date limite de dépôt des offres, les modalités et délais d'instruction ainsi que les critères de sélection des offres.

46. CAA Bordeaux, 18 octobre 2016, req. n° 16BX00728, Inédit au recueil Lebon.



*La procédure de sélection comprend des obligations de publicité dont le respect incombe non seulement au ministre chargé de l'énergie mais également à la Commission de régulation de l'énergie.*

Par ailleurs, la procédure de sélection comprend des obligations de publicité dont le respect incombe non seulement au ministre chargé de l'énergie mais également à la Commission de régulation de l'énergie. Ainsi, le ministre est tenu d'accomplir les formalités nécessaires pour la publication au *Journal officiel de l'Union européenne* (« JOUE ») tandis que la CRE procède à la publication du cahier des charges sur son site internet le jour ouvré suivant cette première publication. L'accomplissement de ces mesures de publicité a vocation à favoriser la concurrence, en portant à la connaissance du plus grand nombre de porteurs de projets le lancement d'un appel d'offres et les modalités de son déroulement.

Le code de l'énergie prévoit également des règles de sélection des offres qui doivent être objectives, non discriminatoires et liées à l'objet de la procédure de mise en concurrence. Elles prennent la forme de conditions d'admissibilité, critères de notation et le cas échéant sous-critères, règles de classement ou de compétitivité des offres.

S'agissant du caractère non discriminatoire, les critères de sélection ne peuvent avoir pour objet de favoriser des producteurs d'électricité implantés sur le territoire national au détriment de ceux situés sur le territoire d'un autre État membre. En conséquence, les cahiers des charges ne fixent aucun critère lié à l'implantation géographique des porteurs de projets. À plusieurs reprises, le gouvernement a d'ailleurs rappelé que l'introduction de tels critères n'est pas envisageable<sup>47</sup>. Ces règles de sélection doivent être suffisamment précises et portées à la connaissance des porteurs de projet.

Il convient, en outre, de préciser que, selon les dispositions de la directive 2009/72/CE et la jurisprudence administrative, la liste des critères de sélection établie dans le cahier des charges est exhaustive. En conséquence, leur respect s'impose au régulateur et à chaque autorité administrative intervenant dans le cadre de cette procédure, qui ne peuvent s'en écarter pour sélectionner ou rejeter un dossier.

À cet égard, dans une décision du 24 juillet 2019<sup>48</sup>, le Conseil d'État, après avoir énoncé que « *s'il était loisible au ministre chargé de l'énergie de prévoir un critère [relatif à la répartition de l'effort industriel] comme de prévoir un plafonnement du nombre de sites attribué à un même candidat, il lui appartenait de le faire apparaître dans le cahier des charges de l'appel d'offres* », a annulé la décision du ministre chargé de l'énergie rejetant la candidature du requérant, sur la base de critères non prévus par le cahier des charges.

### **3.1.2 Appel d'offres ou dialogue concurrentiel : deux procédures adaptées au développement des énergies renouvelables**

#### **3.1.2.1 L'appel d'offres : la procédure de droit commun pour la mise en concurrence des producteurs**

Le code de l'énergie prévoit deux procédures de mise en concurrence pour la réalisation de moyens de production d'électricité à partir de sources renouvelables avec soutien, l'appel d'offres et le dialogue concurrentiel.

L'appel d'offres présente plusieurs spécificités étroitement liées à la nécessité de développer de manière coordonnée les énergies renouvelables, qu'il convient d'évoquer. À la différence de l'Allemagne, les appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie sur le territoire national sont aujourd'hui organisés par technologie.

47. Rep min. n° 101275 Q 5 juillet 2011 et n° 13957 Q 6 novembre 2018.

48. CE, 6<sup>e</sup> et 5<sup>e</sup> chambres réunies, 24 juillet 2019, req. n° 416862.



Ce choix français est compatible avec le droit de l'Union européenne. En effet, bien que la directive 2009/72/CE favorise la mise en concurrence de tous les producteurs d'électricité indépendamment de la technologie qu'ils développent, la Commission européenne a néanmoins laissé aux États membres une marge de manœuvre<sup>49</sup>, leur permettant ainsi de limiter leurs procédures de mise en concurrence à certaines technologies dès lors qu'une ouverture de ces procédures donnerait un résultat insuffisant.

Par ailleurs, il convient de souligner que chaque appel d'offres se découpe en plusieurs périodes de candidature sur lesquelles sont réparties des volumes de puissance recherchés. Cette répartition est effectuée par le ministre chargé de l'énergie à titre indicatif au travers du cahier des charges. En effet, le ministre peut non seulement réviser la puissance cumulée appelée mais aussi décaler, voire reporter, une période de candidature, en fonction des résultats obtenus à l'issue d'une période et/ou des objectifs des PPE. Ces ajustements interviennent le plus souvent sur recommandation de la CRE : lorsqu'elle constate que la souscription à une période est insuffisante, la CRE alerte publiquement le gouvernement sur la nécessité de réduire les volumes recherchés et/ou de repousser la prochaine période de candidature. En 2019, tel a notamment été le cas dans le cadre des appels d'offres solaires photovoltaïques sur bâtiments<sup>50</sup> et autoconsommation.<sup>51</sup>

Ce séquençage présente plusieurs avantages. Il permet au gouvernement d'augmenter de manière programmée les capacités de production en vue d'atteindre ses objectifs, en tenant compte du degré de maturité des filières, de la baisse des coûts de production et de l'état de la concurrence. Il confère également aux producteurs d'électricité une certaine visibilité, ces derniers disposent alors du recul nécessaire pour constituer des stocks de projets en cohérence avec les objectifs attendus.

### POURQUOI LA FRANCE ORGANISE-T-ELLE DES APPELS D'OFFRES PAR TECHNOLOGIE ?

En premier lieu, le recours à un appel d'offres technologiquement neutre ne s'est jusqu'à présent pas révélé pertinent pour le développement conjoint de plusieurs filières dans la mesure où il favorise nécessairement la filière la plus compétitive en termes de coûts de production. En 2017, le ministre chargé de l'énergie a lancé un premier appel d'offres ouvert aux producteurs d'électricité utilisant l'énergie solaire photovoltaïque ou mécanique du vent. Les résultats de

cette procédure ont été peu satisfaisants au regard de l'objectif de développer plusieurs filières technologiques : seuls des projets photovoltaïques ont été retenus, leur prix moyen pondéré étant nettement inférieur à ceux des projets éoliens.

En second lieu, seul ce choix est de nature à garantir l'atteinte des objectifs de politiques énergétiques fixées par les PPE.

#### 3.1.2.2 Le dialogue concurrentiel : une procédure nouvelle adaptée à l'éolien en mer

Depuis 2016, l'appel d'offres n'est plus la seule procédure de mise en concurrence. L'ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 et son décret d'application<sup>52</sup> ont instauré une procédure de dialogue concurrentiel, qui s'inspire de la procédure de dialogue compétitif prévue pour l'attribution des contrats de la commande publique.

Son institution répond au besoin des pouvoirs publics de disposer d'un outil adapté pour la sélection des porteurs de projets qui utilisent des technologies innovantes et complexes pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Bien que le code de l'énergie ne restreigne pas la possibilité de recourir à cette nouvelle procédure, la CRE a recommandé que son usage soit « réservé aux seules filières pour lesquelles le niveau de risque et les enjeux financiers associés le justifient ». À cet égard, elle estime nécessaire de se prononcer sur l'opportunité de sa mise en œuvre afin que cette procédure conserve un caractère dérogatoire<sup>53</sup>. À ce jour, le dialogue concurrentiel n'a été utilisé que pour la création de nouveaux moyens de production d'électricité en mer avec soutien public, en raison des résultats obtenus à l'issue des appels d'offres lancés en 2011 et 2013 (niveaux de soutien moyens très élevés, de l'ordre de 200 €/MWh).

49. Lignes directrices du 28 juin 2014 concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

50. Délibération n° 2019-088 de la Commission de régulation de l'énergie du 25 avril 2019 relative à l'instruction des dossiers de candidature à la septième période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc ».

51. Délibération n° 2019-256 du 21 novembre 2019 portant proposition d'arrêté fixant la liste des données que les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité doivent mettre à disposition des fournisseurs d'électricité qui en font la demande.

52. Décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

53. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

Cette procédure de mise en concurrence se distingue de l'appel d'offres en ce qu'elle comprend trois phases successives préalables à l'instruction : la présélection des candidats par la CRE, le dialogue avec les candidats admis à participer à la procédure conduit par le ministre, la remise des offres. Elle a pour principale caractéristique d'associer ces candidats à la rédaction du cahier des charges, dans le cadre d'échanges avec les services de l'État, la CRE et le gestionnaire de réseau de transport, permettant ainsi aux pouvoirs publics de prendre en compte les contraintes inhérentes à la réalisation de ce type de projets dès le début de la procédure.

Le premier dialogue concurrentiel lancé en 2016 pour la zone de Dunkerque a conduit à la présélection de dix candidats, autorisés à participer à l'amélioration des documents contractuels nécessaires à la réalisation d'un parc éolien situé en mer : cahier des charges, contrat de complément de rémunération, convention d'occupation du domaine public maritime, documents relatifs au raccordement au réseau électrique. Cette procédure a débouché le 15 juin 2019 sur la sélection de l'offre proposée par le groupement composé d'EDF renouvelables, Innogy SE et Blauracke GmbH pour la réalisation d'un parc éolien pour une puissance totale de 600 mégawatts (MW) et un tarif de 44 €/MWh.

## 3.2. Un rôle prépondérant du régulateur dans la procédure de mise en concurrence

### 3.2.1 La CRE, garante du bon déroulement des procédures de mise en concurrence

#### 3.2.1.1 La répartition des rôles entre ministre et régulateur

La mise en concurrence des producteurs pour le développement des énergies renouvelables sollicite des interventions successives du ministre chargé de l'énergie et du régulateur, tout au long de la procédure. Depuis 2016, le ministre élabore le cahier des charges de l'appel d'offres et le soumet à l'avis de la CRE, qui est ensuite chargée de l'instruction.

À l'issue de l'instruction, la CRE propose un classement des offres au ministre, qui peut s'écarter du classement proposé. Il doit alors saisir la CRE pour avis en application de l'article R. 311-23 du code de l'énergie. Le ministre peut également décider de ne pas donner suite à la procédure, en application de l'article R. 311-25 du code de l'énergie.

À titre d'exemple, la CRE a émis un avis défavorable<sup>54</sup> sur le choix envisagé par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la 3<sup>e</sup> période de l'appel d'offres relatif aux installations en autoconsommation en métropole. Alors que le défaut de concurrence avait conduit la CRE à recommander de déclarer cette période sans suite, ou à défaut de ne retenir que les 12 offres conformes les moins chères, le ministre avait en effet désigné lauréats l'ensemble des 48 offres conformes. La CRE a ainsi considéré que les offres sélectionnées par le ministre présentaient des sur-rentabilités et induisaient donc un impact excessif sur les charges de service public.

Si le ministre peut s'éloigner du classement proposé par la CRE, il doit s'assurer de la légalité de son choix : comme mentionné plus haut, le Conseil d'État contrôle les motifs de rejet des offres et est susceptible d'annuler la décision du ministre lorsque ces motifs ne reposent pas sur les critères prévus par le cahier des charges<sup>55</sup>.

#### 3.2.1.2 Les modalités d'instruction par la CRE

L'instruction s'effectue par la CRE qui vérifie la conformité des offres.

Par dérogation, l'article R. 311-20 du code de l'énergie permet qu'elle soit réalisée en coopération avec d'autres autorités administratives (préfet, ADEME), pour l'instruction de certains critères. En effet, pour certains appels d'offres, le critère prix, toujours prépondérant, est combiné à des critères liés aux performances environnementales ou au caractère innovant du projet.

Par ailleurs, afin de procéder à la notation des offres conformes, la CRE en tant qu'autorité chargée de l'instruction des offres, peut établir une méthodologie de notation.

Début 2019, pour la première fois et dans le cadre du dialogue concurrentiel relatif à l'éolien en mer au large de Dunkerque, la CRE a adopté une méthode pour apprécier les offres à l'aune du sous-critère de notation portant sur

54. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 septembre 2018 portant avis sur le choix des lauréats que le ministre chargé de l'énergie envisage au terme de la troisième période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale.

55. CE, 24 juillet 2019, *Société Nass & Wind smart services*, req. n° 416862.

la robustesse du montage contractuel et financier dans des conditions garantissant l'égalité de traitement entre les candidats. Confidentielle dans un premier temps, la délibération du 21 février 2019 adoptant cette méthode de notation a été rendue publique concomitamment à la publication du rapport de synthèse de l'instruction.

L'adoption d'une méthode de notation interne a été admise par le Conseil d'État en matière de marchés publics. Il a ainsi considéré que : « *Le pouvoir adjudicateur définit librement la méthode de notation pour la mise en œuvre de chacun des critères de sélection des offres qu'il a définis et rendus publics* »<sup>56</sup>.

Enfin, il faut rappeler que le Conseil d'État a précisé, à plusieurs reprises, que le pouvoir adjudicateur n'est pas tenu d'informer les candidats de la méthode de notation qu'il entend appliquer<sup>57</sup>.

### UNE NOUVELLE RÈGLE DE SÉLECTION : LA PRISE EN COMPTE DU BILAN CARBONE

L'article 30 de la loi énergie climat du 8 novembre 2019 introduit une **nouveauté** s'agissant des critères de sélection, qui devront désormais intégrer la prise en compte du **bilan carbone** des projets de production parmi leurs critères d'éligibilité ou de notation, « *dans le respect des principes de transparence et d'égalité de traitement des producteurs* ».

Il est ainsi précisé que : « *Les modalités d'évaluation et de prise en compte de ce bilan carbone varient selon les filières et selon les technologies. La prise en compte de ce bilan carbone peut prendre la forme d'une bonification attribuée aux projets les plus performants.* »

Les travaux préparatoires de la loi précisent que ce nouveau critère permettra, sur le modèle du critère carbone existant dans la notation des appels d'offres sur le photovoltaïque, de sélectionner **les projets les plus performants sur le plan des émissions de gaz à effet de serre**, et, indirectement, **de soutenir les filières françaises et européennes compte tenu de l'engagement des productions européennes dans un mix moins carboné**.

## 3.2.2 Le rôle consultatif de la CRE : au service d'une meilleure efficacité des procédures

### 3.2.2.1 La CRE est consultée lors de l'élaboration et en cas de modification des cahiers des charges

La CRE est consultée pour avis sur le cahier des charges, au stade de son élaboration (voir *supra*) ainsi qu'en cas de modifications.

Bien que cette consultation soit obligatoire, ces avis sont consultatifs et ne constituent pas des avis conformes liant le ministre.

Dans le cadre de ses avis, la CRE formule des observations et recommandations diverses sur le principe même de chaque appel d'offres ainsi que sur les règles de procédure. Elle partage ainsi son expertise avec les pouvoirs publics afin d'améliorer les procédures et l'efficacité des mécanismes de soutien. Il importe donc qu'il en soit tenu compte : l'article R. 311-14 du code de l'énergie renforce leur portée en précisant que ces avis sont rendus publics par la CRE sur son site Internet.

Concernant les modifications du cahier des charges intervenant après sa publication au JOUE, en application de l'article R. 311-16-1 du code de l'énergie, la CRE doit être saisie pour avis de toute modification substantielle.

La CRE s'est vue récemment confier une nouvelle compétence consultative<sup>58</sup> s'agissant des modifications non substantielles apportées au cahier des charges postérieurement à la désignation des candidats retenus.

En application du nouvel article R. 311-27-14 du code de l'énergie, tout projet de modification du cahier des charges est soumis à la CRE pour consultation, qui doit le publier sur son site Internet si les conditions de la modification sont respectées, ou rendre un avis défavorable si elle estime que tel n'est pas le cas. Le ministre dispose d'un délai de quinze jours à compter de la réception de l'avis défavorable de la commission pour réexaminer son projet de modification. Le premier jour ouvré suivant l'expiration de ce dernier délai, le cahier des charges modifié retenu par le ministre est publié par la CRE sur son site Internet.

56. CE, 4 avril 2018, *Société Archimed*, req. n° 416577.

57. CE, 31 mars 2010, *Collectivité territoriale de la Corse*, req. n° 334279 ; CE, 2 août 2011, *Syndicat mixte de la vallée de l'Orge aval*, req. n° 348711 ; CE, 4 avril 2018, *Société Archimed*, req. n° 416577.

58. Décret n° 2019-1175 du 14 novembre 2019 relatif à la simplification des dispositions des cahiers des charges et au raccourcissement des délais des procédures de mise en concurrence pour la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

## LES APPORTS DU DÉCRET DU 14 NOVEMBRE 2019

Ce décret, codifié aux articles R. 311-27-12 et suivants du code de l'énergie, autorise le ministre à apporter des modifications non substantielles aux cahiers des charges des appels d'offres et dialogues concurrentiels à l'issue de la procédure de désignation des lauréats. Ces modifications rétroactives ne peuvent porter que sur les modalités :

- de report des délais de mise en service de l'installation ;
- d'information et d'autorisation en cas de changement du producteur, de l'actionnariat, du fournisseur, de la puissance installée ou du terrain d'implantation des installations ;

- de constitution des garanties financières ;
- de calcul des pénalités tarifaires.

Elles peuvent également porter sur les marges d'évolution permises par les cahiers des charges en matière de caractéristiques énergétiques et techniques des installations. Les modifications ne doivent pas remettre en cause les règles de désignation comme les critères d'admissibilité, de classement ou de sélection des offres.

### 3.2.2.2 La CRE émet des recommandations à l'issue de chaque période d'instruction

À l'occasion de l'adoption des rapports de synthèse de l'instruction de chaque période des appels d'offres, la CRE émet des recommandations dans l'objectif d'améliorer constamment les procédures et d'en garantir l'efficacité.

Ainsi, pour inciter les producteurs à déposer des offres au plus près de leurs coûts, la CRE a proposé l'introduction d'une clause éliminant les 20 % des projets (en puissance cumulée) les moins bien notés lorsque les volumes des projets conformes sont inférieurs ou à peine supérieurs aux volumes recherchés.

Cette recommandation formulée par la CRE dans sa délibération relative à l'instruction de la 7<sup>e</sup> période de l'appel d'offres photovoltaïque sur bâtiment a été suivie par le ministre et l'introduction d'une clause de compétitivité dans les cahiers des charges a permis de prévenir les effets d'aubaine dans les cas de défaut de concurrence dans les appels d'offres métropolitains.

La CRE a également recommandé, à de nombreuses reprises, que le plan d'affaires figure parmi les pièces requises des candidats pour le dépôt de leur candidature, afin que la puissance publique dispose d'une source d'information fiable sur les coûts de production de la filière, données essentielles au bon dimensionnement des mécanismes de soutien.

À la suite des recommandations de la CRE, la fourniture du plan d'affaires a été rendue obligatoire s'agissant des appels d'offres autoconsommation en métropole, photovoltaïque sur bâtiments, photovoltaïque au sol, biomasse. La CRE regrette néanmoins que ce document ne soit toujours pas une pièce à fournir par les candidats en application des prescriptions du cahier des charges dans les appels d'offres éolien terrestre, petite hydroélectricité et photovoltaïque innovant.

Les appels d'offres sont un moyen efficace d'atteindre les objectifs de la PPE dans lesquels la CRE joue un rôle majeur en amont, dans le processus de sélection des lauréats et dans les recommandations qu'elle peut émettre à l'issue de la procédure. La CRE a pu mener à terme la procédure de dialogue concurrentiel, procédure nouvelle dans le domaine des énergies renouvelables, mais qui doit être réservée à des projets comportant un niveau de risque et des enjeux financiers conséquents.

## 4 EUROPE : INCIDENCE DU STATUT DE « PROJET D'INTÉRÊT COMMUN » SUR L'EXERCICE DES COMPÉTENCES DE LA CRE

En 2009, le « troisième paquet » énergie<sup>59</sup>, soulignant la nécessité d'encourager fortement les investissements dans la réalisation de grandes infrastructures nouvelles, octroyait formellement aux autorités nationales de régulation la compétence pour examiner les plans décennaux de développement du réseau élaborés par les gestionnaires de réseaux de transport (« GRT ») d'électricité et de gaz.

En parallèle, la Commission européenne soulignait, dans son document de stratégie « Europe 2020 », la nécessité de moderniser et d'interconnecter les réseaux européens, appelant à une nouvelle politique en matière d'infrastructures énergétiques afin de « réaliser les objectifs du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne en matière de politique énergétique »<sup>60</sup>.

C'est ainsi qu'a été adopté, le 17 avril 2013, le règlement (UE) n° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (« le règlement TEN-E »), dans l'objectif de relancer les investissements dans les infrastructures énergétiques afin d'éliminer les goulets d'étranglement pouvant exister entre les États membres et ainsi, contribuer à l'achèvement du marché intérieur et au renforcement de la sécurité d'approvisionnement par une plus grande diversification des sources d'énergie. Pour ce faire, le règlement a mis en place un certain nombre d'outils, dont le processus de sélection de « projets d'intérêt commun » (« PIC ») ainsi que de nouvelles mesures permettant de faciliter la réalisation de ces projets.

Au cours de l'année 2019, la CRE s'est prononcée sur deux projets d'intérêt commun :

- le 17 janvier 2019, la CRE a adopté la décision élaborée conjointement avec l'autorité de régulation espagnole, la CNMC, dans laquelle elles ont considéré que, malgré son statut de PIC, le manque de maturité du projet d'interconnexion gazière « STEP » ne permettait pas de le valider ;
- le 25 avril 2019, la CRE a adopté la décision élaborée conjointement avec son homologue irlandais, la CRU, relative au projet d'interconnexion électrique reliant la France à l'Irlande « Celtic » dans laquelle la pertinence du projet a été reconnue et une répartition transfrontalière des coûts du projet a été définie.

Lorsqu'elles sont amenées à se prononcer sur de tels projets, les autorités nationales de régulation doivent tenir compte de la présomption de valeur positive attachée à ces projets qui résulte de cette notion de « projets d'intérêt commun » du fait des objectifs poursuivis par le règlement TEN-E et du processus de sélection mis en place par ce même règlement. Néanmoins, les autorités nationales de régulation sont les plus légitimes pour décider, *in fine*, de la pertinence et de la valeur d'un projet d'investissement, y compris lorsque celui-ci bénéficie du statut d'intérêt commun. Cette compétence, tirée à la fois des textes européens et du code de l'énergie en France, justifie que la CRE, conjointement avec d'autres autorités nationales de régulation le cas échéant, analyse dans le détail tout projet d'intérêt commun qui lui serait soumis.

*Cette compétence justifie que la CRE, conjointement avec d'autres autorités nationales de régulation le cas échéant, analyse dans le détail tout projet d'intérêt commun qui lui serait soumis.*



59. Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE ; Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 ; Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE ; Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005.

60. Considérant 17 du Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009.

## 4.1 La sélection des projets d'intérêt commun, un processus technico-politique qui aboutit à établir une présomption simple de valeur positive

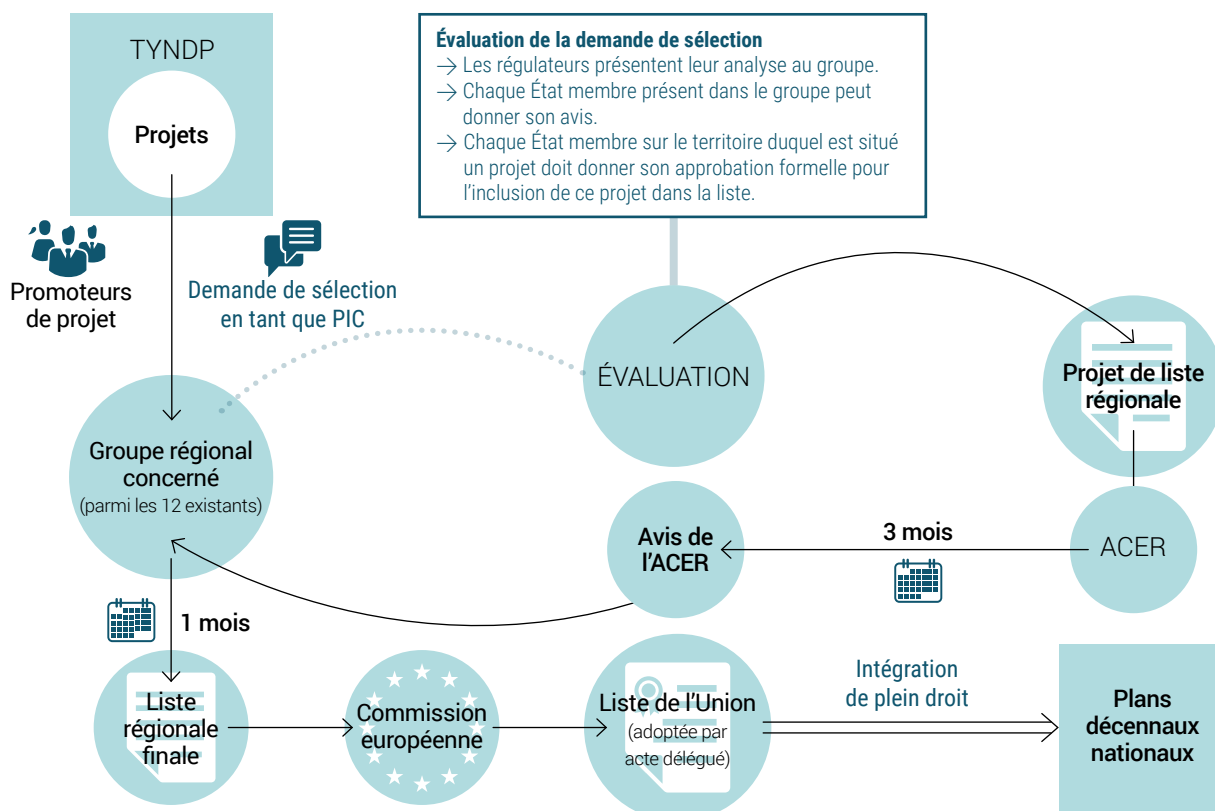
### 4.1.1 Un processus de sélection fondé sur des critères à la fois techniques, économiques et politiques, clairement définis par le règlement TEN-E

Pour pouvoir être déclarés d'intérêt commun, les projets doivent respecter des critères généraux et des critères spécifiques. Les critères généraux, définis au paragraphe 1 de l'article 4 du règlement TEN-E, sont ceux auxquels doit satisfaire chaque projet, quelle que soit sa nature. Ainsi, tout projet doit avoir un caractère transfrontalier, être nécessaire à un « corridor prioritaire » en matière d'infrastructures énergétiques et présenter une analyse coût-bénéfice positive. Les critères spécifiques, définis au paragraphe 2 de l'article 4 du règlement TEN-E, diffèrent selon la nature du projet. Pour l'électricité et le gaz, les projets doivent contribuer à l'intégration du marché, à la sécurité d'approvisionnement et à la durabilité.

Les listes de PIC sont formellement adoptées par la Commission européenne tous les deux ans<sup>61</sup>, sur la base de propositions élaborées par des groupes régionaux composés des représentants des États membres, des régulateurs nationaux, des GRT, des réseaux européens des GRT (« REGRT »<sup>62</sup>), de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (« ACER ») et de la Commission européenne. Les porteurs de projets (généralement les GRT) ainsi que les parties prenantes concernées peuvent également être invités. Lors de l'évaluation des projets, les autorités de régulation sont chargées de s'assurer de l'application homogène des critères et de la méthodologie d'analyse des coûts et avantages, et évaluent leur caractère transfrontalier.

**Ce processus de sélection reste toutefois un processus à forte dimension politique.** Ainsi, les pouvoirs de décision au sein des groupes sont réservés aux représentants des États membres, qui peuvent s'opposer à des projets situés sur leur territoire, et de la Commission européenne, qui est chargée de l'adoption de la liste finale des PIC au moyen d'un acte délégué. En outre, de nombreux critères de nature politique entrent en jeu dans la sélection, comme la solidarité européenne ou l'intérêt général (voir *infra*, point 4 de la partie 2).

### La sélection des PIC, un processus avec des acteurs multiples



61. Les listes sont annexées à des règlements délégués de la Commission européenne.

62. Ou ENTSO en anglais ("European Networks of Transmission System Operators").



#### 4.1.2 Un statut permettant aux porteurs de projets de bénéficier de certains avantages visant à faciliter la réalisation des projets

Les intérêts attachés à l'obtention de ce statut sont multiples. Ainsi, conformément au règlement TEN-E, les porteurs de projets qualifiés d'intérêt commun bénéficient de procédures administratives accélérées, simplifiées et rationalisées, ainsi que d'une transparence accrue et d'une meilleure participation du public pour l'octroi des autorisations. En outre, les projets dont les coûts et les bénéfices ne sont pas répartis de manière équilibrée de part et d'autre des frontières concernées, peuvent bénéficier d'une décision de répartition transfrontalière des coûts du projet, permettant ainsi, en particulier, de supprimer certaines réticences à la réalisation de ces projets. Enfin, les PIC ont la possibilité, sous certaines conditions, de bénéficier d'un soutien financier important de la part de l'Union européenne.

À cet égard, on rappellera que **le règlement TEN-E n'a ni pour objet, ni pour effet de rendre obligatoire la réalisation des PIC**. En particulier, le fait que les procédures administratives d'obtention des autorisations soient accélérées et rationalisées n'implique pas obligatoirement la délivrance de ces autorisations, qui ne peut avoir lieu que dans le respect des dispositions européennes et nationales applicables. En outre, l'inscription d'un projet au sein de la liste de l'Union n'a pas vocation à être permanente<sup>63</sup>. Ainsi, tous les deux ans, lors de l'élaboration de chaque nouvelle liste de l'Union, un projet peut perdre son statut d'intérêt commun s'il ne remplit plus les critères fixés par le texte. Cela serait le cas, par exemple, si de nouveaux projets plus matures ou présentant une meilleure analyse coût-bénéfice sont envisagés, ou si le projet en question ne se révèle plus pertinent sur le plan technique.<sup>64</sup>

Il en résulte que le statut d'« intérêt commun » permet de bénéficier d'une priorité sur les autres projets, imposant aux États membres et/ou aux autorités de régulation une obligation de moyens quant à leur réalisation. Ainsi, un porteur de projet ayant reçu le statut de PIC bénéficie de garanties en termes de traitement de sa demande. Pour autant, tout projet, y compris d'intérêt commun, reste soumis à une analyse approfondie par les autorités compétentes (en France, la CRE) qui permettra de déterminer, sur la base de critères objectifs et transparents, si le projet doit être mené à son terme ou non et, le cas échéant, sous quelles conditions.

### 4.2 Le régulateur, seule autorité légitime pour apprécier, *in fine*, la pertinence d'un investissement, y compris lorsque le projet est d'intérêt commun

#### 4.2.1 La CRE est compétente pour apprécier la pertinence des investissements envisagés par les GRT de manière générale et, le cas échéant, les valider

En application des dispositions des articles L. 321-6 (électricité) et L. 431-6 (gaz) du code de l'énergie et conformément aux directives européennes<sup>65</sup>, la CRE est compétente pour examiner les plans décennaux de développement des réseaux élaborés par les GRT, qui incluent, de droit, les projets d'intérêt commun. La CRE est également compétente pour approuver les programmes annuels d'investissements élaborés par ces mêmes GRT.

Dans ce cadre, la CRE s'assure de la réalisation des projets pertinents pour la viabilité des réseaux et la construction du marché intérieur européen. Cela implique de pouvoir « forcer » ces investissements lorsqu'ils ne sont pas bien anticipés par les GRT. Ainsi, si la CRE constate qu'un investissement qui aurait dû être réalisé dans un délai de 3 ans ne l'est pas alors qu'il est toujours pertinent, elle peut mettre en demeure le GRT de le réaliser et, le cas échéant, lancer un appel d'offres ouvert à des tiers.

L'approche de la CRE en la matière est toutefois plus large. En effet, **un investissement ne peut être considéré comme pertinent ou nécessaire que s'il répond de manière adéquate et proportionnée aux besoins du marché**. Ainsi, la CRE veille tout particulièrement à ce que les investissements envisagés par les GRT soient utiles à la collectivité et que les dépenses soient engagées de manière efficace, ce qui suppose notamment qu'elles reposent sur des analyses coût-bénéfice robustes.

63. « Une nouvelle liste de l'Union devrait être dressée tous les deux ans. Les projets d'intérêt commun [...] qui ne remplissent plus les critères et exigences pertinents fixés par le présent règlement ne devraient pas figurer sur la nouvelle liste de l'Union. C'est la raison pour laquelle les projets d'intérêt commun existants qui doivent être inscrits sur la nouvelle liste de l'Union devraient être soumis à la même procédure de sélection que les projets proposés aux fins de l'établissement de listes régionales et de la liste de l'Union. » (considérant 24 du règlement TEN-E).

64. On notera à cet égard que la 4<sup>e</sup> liste de projets d'intérêt commun, Règlement délégué (UE) 2020/389 de la Commission du 31 octobre 2019 modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union ne mentionne plus les projets Aquind et STEP.

65. Article 22 de la directive 2009/73/CE et article 51 de la directive (UE) 2019/944 (anciennement article 22 de la directive 2009/72/CE).

L'attention portée par la CRE à l'efficacité des dépenses engagées par les GRT est en lien direct avec sa compétence en matière tarifaire. Dans ce cadre, l'évolution de sa pratique en matière de régulation incitative ces dernières années est révélatrice de l'évolution des besoins en matière d'investissements. Par exemple, alors que les premières générations de tarifs de transport de gaz incitaient fortement à la réalisation d'infrastructures majeures pour l'intégration des marchés, la CRE a progressivement mis en place une régulation incitative davantage centrée sur la responsabilisation des GRT, en matière notamment de priorisation et de choix des projets, ou encore de maîtrise des coûts et des délais

## L'ÉVOLUTION DES PRINCIPES DE RÉGULATION INCITATIVE DANS LES TARIFS DE TRANSPORT DE GAZ

L'évolution des principes de régulation incitative dans les tarifs de transport de gaz (dits « tarifs ATRT ») constitue un très bon indicateur de l'évolution des besoins en termes d'investissements.

Ainsi, afin d'accompagner l'intégration des marchés, les premiers tarifs ATRT ont mis en place un cadre de régulation très favorable au développement des capacités, à la fois aux interconnexions mais également sur le territoire français dans l'objectif de création, en 2018, d'une zone de marché unique (la *Trading Region France* - TRF).

Au cours des travaux précédant l'adoption de l'ATRT6 en 2017, la CRE a constaté que le niveau global de capacités du réseau de transport de gaz français était désormais suffisant. Elle a par conséquent recentré sa régulation incitative sur :

- la performance des opérateurs, avec le renforcement des incitations à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité de service et,
- la recherche et le développement (R&D) : partant du constat qu'il était nécessaire de préparer l'avenir en étudiant les nouveaux usages du gaz et des réseaux gaziers, la CRE a mis en place un cadre de régulation spécifique à la R&D.

Cette tendance s'est encore accentuée avec l'adoption de l'ATRT7 en 2020. La CRE, constatant la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel et tenant compte des orientations de politique énergétique soulignant la nécessité de renforcer la sélectivité des investissements dans les réseaux de gaz, a notamment étendu le périmètre des investissements soumis aux règles d'incitation à la maîtrise des coûts et supprimé toute incitation à la création de capacité.

Ces principes sont appliqués quelle que soit la nature de l'investissement, y compris lorsqu'il s'agit d'un projet d'intérêt commun.

### 4.2.2 Analyse de la maturité d'un projet : le cas STEP

Comme indiqué dans la partie 1, recevoir la qualification de « intérêt commun » octroie à un projet donné une présomption de valeur positive lui permettant de bénéficier de certains avantages, parmi lesquels la possibilité de bénéficier d'une répartition transfrontalière des coûts, en application de l'article 12 du règlement TEN-E.

Toutefois, il convient de rappeler que, comme le texte le prévoit lui-même<sup>66</sup>, seuls des projets présentant un niveau suffisant de maturité sauraient être validés par les autorités de régulation concernées et, le cas échéant, faire l'objet d'une répartition transfrontalière de leurs coûts. Ainsi, le simple fait qu'un projet ait reçu la qualification de PIC ne préjuge pas, dans les faits, de l'intérêt du projet pour le marché ni de son bénéfice pour la collectivité au moment où la demande d'investissement est soumise aux autorités concernées.

Ainsi, saisies d'une demande d'investissement incluant une demande de répartition transfrontalière des coûts par les GRT Teréga et Enagas pour leur projet d'interconnexion gazière entre la France et l'Espagne STEP, la CRE et son homologue espagnol, la CNMC, ont considéré que celui-ci, « dans sa configuration et ses capacités actuelles », ne répondait pas aux besoins du marché et ne présentait pas de maturité suffisante pour pouvoir faire l'objet d'une décision favorable. La CRE et la CNMC ont notamment tiré de l'utilisation, par les porteurs du projet, de scénarios peu crédibles pour justifier leur projet, une absence de certitude raisonnable sur les coûts et les bénéfices attachés à ce projet.

Par cette décision commune, qui n'a pas fait l'objet d'un recours contentieux, la CRE et la CNMC réaffirment leur compétence de principe s'agissant des projets d'investissements localisés sur leur territoire, y compris lorsque celui-ci bénéficie du statut de PIC.

66. Le paragraphe 3 de l'article 12 du règlement TEN-E prévoit expressément que la demande d'investissement ne peut être déposée par les promoteurs d'un projet donné que lorsque celui-ci a atteint une maturité suffisante. Il s'agit donc d'un critère de recevabilité de la demande. Cette notion de maturité est précisée par l'ACER dans sa recommandation n° 5/2015 relative aux bonnes pratiques en matière de traitement des demandes d'investissement incluant une demande de répartition transfrontalière des coûts.

#### 4.2.3 Analyse de l'intérêt économique d'un projet : les cas des interconnexions franco-britanniques

En 2019, la CRE a lancé une étude visant à déterminer la capacité cible pertinente pour le niveau d'interconnexions électriques entre la France et la Grande-Bretagne en vue, le cas échéant, de pouvoir se prononcer de manière éclairée sur trois projets à l'étude : Aquind, FAB et GridLink. Pour son étude, le prestataire a retenu plusieurs scénarios, plusieurs horizons temporels et plusieurs analyses de sensibilités. Or, bien que les projets en question étaient des PIC, les résultats ont montré que les conditions ne semblaient pas réunies pour un accroissement supplémentaire de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni au-delà des projets déjà en construction (ElecLink et IFA2).

Le souhait de la CRE de bénéficier d'une étude robuste, réalisée par un prestataire indépendant, illustre sa volonté de pouvoir se prononcer de manière éclairée sur les projets qui lui seraient soumis, au bénéfice à la fois du consommateur et de la communauté européenne.

La prudence du régulateur est d'autant plus justifiée que selon les acteurs, les positionnements peuvent être différents et évoluer rapidement. Par exemple, alors que le plan décennal de développement des réseaux à l'échelle européenne (« TYNDP ») 2016 indiquait que les nouveaux projets d'interconnexion franco-britanniques présentaient une analyse coût-bénéfice favorable dans la plupart des scénarios, le TYNDP 2018 indique au contraire que, étant donné la multiplication des projets et la mise à jour des scénarios, les bénéfices sont inférieurs aux coûts associés à la construction de ces nouveaux projets d'interconnexion.

*Le souhait de la CRE de bénéficier d'une étude robuste illustre, réalisée par un prestataire indépendant, sa volonté de pouvoir se prononcer de manière éclairée sur les projets qui lui seraient soumis, au bénéfice à la fois du consommateur et de la communauté européenne.*



#### 4.2.4 Analyse de la soutenabilité d'un projet et prise en compte des objectifs qu'il poursuit : le cas Celtic

Dans leur décision conjointe, adoptée par la CRE le 25 avril 2019, la CRE et la CRU ont considéré qu'un niveau de subvention européenne à hauteur de 60 % des coûts estimés du projet était nécessaire pour éviter que le projet n'augmente les tarifs de réseaux en France et en Irlande de manière disproportionnée pour les consommateurs (au périmètre de la France, la valeur actuelle nette (« VAN ») du projet serait négative en l'absence de subvention). Les régulateurs ont également tenu compte, dans la définition de ce niveau de subvention nécessaire, du fait que le projet présentait des bénéfices difficilement quantifiables, voire non quantifiables, comme l'atteinte des objectifs européens en matière de construction du marché intérieur ou, dans le contexte du Brexit, de solidarité européenne.

Dans la même décision, la CRE et la CRU ont convenu de revoir leur décision si le niveau défini de subvention n'était pas atteint. Le 2 octobre 2019<sup>67</sup>, la Commission européenne a annoncé que le projet Celtic avait été sélectionné pour bénéficier d'une subvention au titre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe, dans le cadre du second appel à candidatures de l'année 2019. Cette subvention s'élèvera à 530,7 M€, soit 57 % des coûts d'investissement estimés du projet. Bien qu'il n'atteigne pas les 60 % des coûts d'investissement estimés du projet, la CRE et la CRU, par décision du 10 octobre 2019, ont considéré que ce montant était suffisamment proche du montant minimum initialement demandé pour ne pas faire porter de risque financier excessif aux consommateurs français et irlandais, confirmant ainsi la répartition des coûts du projet adoptée le 25 avril 2019.

67. [https://ec.europa.eu/info/news/completing-energy-union-eu-invests-eu556-million-priority-energy-infrastructure-2019-oct-02\\_en?pk\\_campaign=ENER%20Newsletter%20October%202019](https://ec.europa.eu/info/news/completing-energy-union-eu-invests-eu556-million-priority-energy-infrastructure-2019-oct-02_en?pk_campaign=ENER%20Newsletter%20October%202019)

Il s'agit d'une pratique relativement répandue parmi les régulateurs. Dans la 3<sup>e</sup> édition de son rapport relatif aux décisions de répartition transfrontalière des coûts en UE<sup>68</sup>, l'ACER soulignait que, en mars 2018, une seule décision dans le secteur de l'électricité et 14 décisions dans le secteur du gaz avaient été adoptées sans tenir compte d'une quelconque subvention européenne. Au contraire, 7 décisions (électricité et gaz confondus) ont été conditionnées à l'obtention d'un certain niveau de subvention, pendant que 8 décisions étaient « partielles », c'est-à-dire que les régulateurs concernés n'ont pas alloué 100 % des coûts du projet, considérant que la part non allouée devait être couverte par les subventions.



*Les régulateurs ont également tenu compte [...] du fait que le projet présentait des bénéfices difficilement quantifiables, voire non quantifiables, comme l'atteinte des objectifs européens en matière de construction du marché intérieur ou, dans le contexte du Brexit, de solidarité européenne.*

Les infrastructures jouent un rôle stratégique dans la construction du marché intérieur de l'énergie et le renforcement de la sécurité d'approvisionnement, justifiant la création, au niveau européen, d'un ensemble d'outils permettant la réalisation et le financement de projets clés en la matière, dont le statut de « projet d'intérêt commun ».

Toutefois, ce statut ne peut avoir pour effet de limiter d'une quelconque manière les compétences des autorités nationales de régulation, lesquelles conservent toute leur légitimité pour mener un travail approfondi d'analyse des avantages et des coûts des grands projets qui lui sont soumis pour approbation, au bénéfice du consommateur final et de la collectivité européenne.

68. [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Third%20Edition%20of%20the%20Agency's%20Summary%20Report%20on%20Cross-Border%20Cost%20Allocation%20Decisions%20-%20Status%20update%20as%20of%20March%202018.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Third%20Edition%20of%20the%20Agency's%20Summary%20Report%20on%20Cross-Border%20Cost%20Allocation%20Decisions%20-%20Status%20update%20as%20of%20March%202018.pdf)

## 5 LES SANCTIONS PRONONCÉES PAR LE CORDIS SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE

L'action répressive de la Commission de régulation de l'énergie en 2019 s'est inscrite dans la continuité de l'année 2018. Son comité de règlement des différends et des sanctions a en effet prononcé deux décisions de sanction les 15 juillet et 19 décembre 2019<sup>69</sup>, après avoir rendu ses deux premières décisions en la matière l'année précédente<sup>70</sup>.

À l'instar d'autres autorités de régulation intervenant dans le champ économique<sup>71</sup>, la CRE est dotée par la loi<sup>72</sup> d'un pouvoir de sanction administrative, considéré comme un complément indispensable à la régulation pour que celle-ci conserve son efficacité. Le CoRDIS de la CRE est par conséquent chargé de réprimer la méconnaissance, par les opérateurs soumis à son contrôle, des règles et obligations fixées par le code de l'énergie ou qui sont issues du règlement européen « REMIT »<sup>73</sup>, ou encore le non-respect des décisions rendues en matière de règlement des différends.

Si les premiers litiges relatifs aux décisions de sanction du comité n'ont, à l'heure actuelle, pas encore été tranchés par le juge, il convient néanmoins de rappeler que, comme l'ensemble des autorités de régulation dotées d'une fonction répressive, la CRE exerce son pouvoir de sanction dans le respect d'exigences constitutionnelles et conventionnelles précises (1) et sous le contrôle du Conseil d'État (2). Ce dernier est également amené à contrôler l'opportunité des poursuites exercées par les autorités de régulation (3).

### 5.1 L'exercice du pouvoir de sanction dans le respect d'exigences constitutionnelles et conventionnelles précises

Le prononcé d'une sanction par une autorité administrative s'écarte de la conception traditionnelle du principe de séparation des pouvoirs selon laquelle il appartient au législateur de poser des règles, au pouvoir exécutif de veiller à leur application et au juge de sanctionner leur méconnaissance. Il était certes admis de longue date que l'administration puisse, dans certains cas de figure, exercer un pouvoir de sanction à l'égard de ses agents, de ses cocontractants, ou encore de certains usagers – élèves, détenus – placés sous son autorité. Mais c'est en 1989 que le Conseil constitutionnel a pour la première fois admis qu'une autorité administrative indépendante – en l'espèce il s'agissait du CSA – peut infliger des sanctions aux opérateurs qu'elle régule, sans que cela porte atteinte au principe de séparation des pouvoirs consacré par l'article 16 de la Déclaration des droits de l'homme et du citoyen du 26 août 1789<sup>74</sup>.

Quelques mois après cette première décision, le Conseil constitutionnel a systématisé cette solution en permettant à une autorité administrative d'exercer un pouvoir de sanction « *dès lors, d'une part, que la sanction susceptible d'être infligée est exclusive de toute privation de liberté et, d'autre part, que l'exercice du pouvoir de sanction est assorti par la loi de mesures destinées à sauvegarder les droits et libertés constitutionnellement garantis* »<sup>75</sup>. La constitutionnalité du pouvoir de sanction administrative est donc consacrée, sous réserve de l'existence de garanties qui en sont inséparables.

69. Décision n° 02-40-15 en date du 15 juillet 2019 portant sanction à l'encontre de la société GRDF ; décision n° 01-40-19 du 19 décembre 2019 portant sanction à l'encontre de la société BPGM.

70. Décision n° 03-40-16 en date du 11 juin 2018 portant sanction à l'encontre de la société Enedis ; décision n° 02-40-16 du 5 octobre 2018 portant sanction à l'encontre de la société Vitol.

71. Par exemple le Conseil supérieur de l'audiovisuel (CSA), l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP), l'Autorité des marchés financiers (AMF), l'Autorité de la concurrence (ADLC), l'Autorité de régulation des transports (ART).

72. Articles L. 134-25 et suivants du code de l'énergie.

73. Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

74. Décision n° 88-248 DC du 17 janvier 1989.

75. Décision n° 89-260 DC du 28 juillet 1989.

Les principes constitutionnels applicables aux sanctions pénales ont dès lors été transposés aux sanctions administratives : principes de légalité des délits et des peines, de nécessité des peines, de non-rétroactivité de la loi pénale d'incrimination plus sévère, du respect des droits de la défense, qui découlent de l'article 8 de la Déclaration de 1789<sup>76</sup>. Le juge constitutionnel a ultérieurement précisé « *que doivent être également respectés les principes d'indépendance et d'impartialité découlant de l'article 16 de la Déclaration de 1789* »<sup>77</sup>.

La Cour européenne des droits de l'homme (« CEDH ») a également admis la validité du procédé des sanctions administratives, non sans rappeler le nécessaire respect des prescriptions de l'article 6 de la Convention européenne de sauvegarde des droits de l'homme et des libertés fondamentales qui garantissent le droit à un procès équitable<sup>78</sup>. La CEDH déduit de ces stipulations la nécessité que la procédure de sanction respecte les droits de la défense, le caractère contradictoire de la procédure et qu'elle soit menée sans méconnaître le principe d'impartialité, ce qui implique en particulier que la fonction de jugement soit clairement distinguée des fonctions de poursuite et d'instruction<sup>79</sup>.

Si le Conseil constitutionnel et la CEDH ont ainsi contribué à définir le cadre constitutionnel et conventionnel dans lequel s'exerce le pouvoir de sanction des autorités de régulation, c'est au Conseil d'État, juge des décisions de sanctions du CoRDiS en premier et dernier ressort<sup>80</sup>, qu'il incombe d'en vérifier le respect effectif à l'occasion des recours formés devant lui.

## 5.2 Le contrôle du juge administratif des décisions de sanctions prononcées par les autorités de régulation

### 5.2.1. Le Conseil d'État est amené à vérifier la conformité des sanctions administratives aux principes constitutionnels et conventionnels qui les encadrent

Devant le juge, les stipulations de l'article 6 de la Convention européenne de sauvegarde des droits de l'homme et des libertés fondamentales peuvent être utilement invoquées à l'encontre d'une décision de sanction administrative adoptée par une autorité de régulation<sup>81</sup>. Le Conseil d'État s'assure ainsi notamment qu'une telle décision a été adoptée dans le respect des droits de la défense et des principes d'indépendance et d'impartialité des juridictions<sup>82</sup>.

Du **principe d'impartialité** découle en particulier une exigence de séparation, au sein de l'autorité, entre les fonctions de poursuite et de sanction. Ainsi, à l'occasion d'une question prioritaire de constitutionnalité dirigée contre plusieurs dispositions du code de l'énergie relatives à la procédure de sanction suivie devant le CoRDiS, le Conseil d'État a pu confirmer que cette procédure ne méconnaissait pas les principes d'indépendance et d'impartialité, dès lors qu'elle n'opère pas de confusion entre, d'une part, les fonctions de poursuite des éventuels manquements et, d'autre part, les fonctions de jugement de ces mêmes manquements<sup>83</sup>.

Le respect du principe d'impartialité conduit également le juge à vérifier que l'acte par lequel l'autorité de sanction décide de se saisir de certains faits ne puisse pas « *donner à penser que les faits visés sont d'ores et déjà établis ou que leur caractère répréhensible au regard des règles ou principes à appliquer est d'ores et déjà reconnu* »<sup>84</sup>. Dans le même esprit, le juge s'assure par exemple que les propos tenus publiquement par les membres de l'autorité de régulation avant l'adoption par celle-ci d'une décision de sanction « *ne révèlent pas que cette autorité aurait préjugé de la suite à donner à la procédure disciplinaire ayant conduit à la décision attaquée avant même la délibération de celle-ci* »<sup>85</sup>.

76. Décision n° 88-248 DC du 17 janvier 1989, points 35 et 36 ; v. également décision n° 2000-433 DC du 27 juillet 2000, point 50.

77. Décision n° 2012-280 QPC du 12 octobre 2012, *Société Groupe Canal Plus et autres* ; décision n° 2013-331 QPC du 5 juillet 2013, *Société Numéricâble SAS et autre*.

78. CEDH, 21 février 1984, *Oztürk c. RFA*, n° 8544/79 ; CEDH, 27 août 2002, *Didier c. France*, n° 58188/00.

79. CEDH, 11 juin 2009, *Dubus SA c. France*, n° 5242/04.

80. Article L. 134-34 du code de l'énergie.

81. CE, Assemblée, 3 décembre 1999, *Didier*, req. n° 207434.

82. V. par exemple, s'agissant du CSA CE, 5<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> sous-sections réunies, 6 janvier 2006, *Société Lebanese Communication Group*, req. n° 279596 ; s'agissant de l'AMF : CE, 6<sup>e</sup> et 1<sup>re</sup> sous-sections réunies, 4 février 2005, *Société GSD Gestion*, req. n° 269001 ; CE, Section, 27 octobre 2006, *M. Eric B. et autres*, req. n° 276069.

83. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 24 avril 2019, *Société Vitol*, req. n° 425988.

84. CE, Section, 20 octobre 2000, *Société Habib Bank Limited*, req. n° 180122 ; v. également : CE, Assemblée, 21 décembre 2012, *Société Groupe Canal Plus et Société Vivendi Universal*, req. n° 353856.

85. CE, Section, 18 juin 2018, *Société C8*, req. n° 412071.

S'agissant des **droits de la défense**, le Conseil d'État considère que leur respect implique que l'autorité qui sanctionne ne se fonde « *que sur des éléments débattus contradictoirement et donc, dans tous les cas, portés à la connaissance de la personne poursuivie* »<sup>86</sup>.

Sur le plan formel, le juge contrôle l'existence et le caractère suffisant de la **motivation** de la décision, laquelle est une exigence constitutionnelle en matière de sanction<sup>87</sup>. Le moyen tiré de ce qu'une décision de sanction prise par la commission des sanctions de l'AMF est insuffisamment motivée est ainsi opérant dans le cadre du recours de plein contentieux dirigé contre cette sanction<sup>88</sup>.

Sur le fond, la mise en œuvre des principes de **légalité des délits et des peines** et de **non-rétroactivité des lois pénales plus sévères** permet au juge de vérifier entre autres que seuls soient sanctionnés les faits constitutifs d'un manquement à une obligation légale, réglementaire ou contractuelle en vigueur à la date où les faits ont été commis<sup>89</sup>, ou encore que la règle mise en œuvre soit suffisamment claire afin qu'il apparaisse de façon raisonnablement prévisible par les professionnels concernés que le comportement litigieux est susceptible d'être sanctionné<sup>90</sup>.

Le juge déduit également de ce principe de nécessité des peines la règle du *non bis in idem*, qui interdit qu'une même personne soit sanctionnée deux fois pour les mêmes faits<sup>91</sup>.

Enfin, la mise en œuvre du principe de nécessité des peines implique la proportionnalité de la sanction prononcée. À cette fin, l'article L. 134-27 du code de l'énergie prévoit que les sanctions prononcées par le CoRDiS le soient en fonction de la gravité du manquement, le montant de la sanction pécuniaire éventuellement infligée devant être « *proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés.* »

### 5.2.2 La nécessité de veiller au respect de ces différents principes suppose l'attribution de pouvoirs étendus au juge administratif, de manière à ce qu'il puisse contrôler l'ensemble des paramètres de la décision de sanction

Aux termes de l'article L. 134-34 du code de l'énergie, les décisions de sanctions du CoRDiS peuvent être contestées par la voie d'un recours de pleine juridiction, en cohérence avec le principe posé par la décision *Société Atom* du 16 février 2009, selon lequel les recours contre une décision de sanction infligée à un administré relèvent du plein contentieux<sup>92</sup>. Un tel recours implique un entier contrôle de la part du Conseil d'État sur la décision de sanction.

Par conséquent, comme pour toute décision soumise au contrôle du juge administratif, il importe que la décision de sanction ait été adoptée dans le respect des règles de compétence, de forme et de procédure en vigueur, qu'elle soit fondée sur des faits matériellement exacts et qu'elle ne soit pas entachée d'erreur de droit ou de détournement de pouvoir. Le juge va également exercer son contrôle sur l'appréciation portée par l'autorité de régulation à l'égard des faits en cause, en vérifiant que ces faits caractérisent bien l'existence d'un manquement, et il s'assure enfin que la sanction prononcée est proportionnée au manquement qui a été commis.

*Le prononcé d'une sanction par le CoRDiS de la CRE s'inscrit dans un cadre procédural précisément défini afin de garantir les droits des personnes mises en cause.*



86. CE, 6<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> sous-sections réunies, 30 juillet 2003, *Banque d'escompte et Wormser Frères réunis*, req. n° 238169.

87. Cf. la décision du Conseil constitutionnel n° 88-248 DC précitée.

88. CE, 6<sup>e</sup> et 1<sup>re</sup> sous-sections réunies, 18 février 2011, *M. Didier A.*, req. n° 316854.

89. CE, Section, 17 novembre 2006, *Société CNP Assurances*, req. n° 276926.

90. CE, 1<sup>er</sup> et 6<sup>e</sup> chambres réunies, 16 décembre 2016, *Groupement d'employeurs Plusagri*, req. n° 390234.

91. CE, 6<sup>e</sup> et 5<sup>e</sup> chambres réunies, 6 novembre 2019, req. n° 418463.

92. CE, Assemblée, 16 février 2009, *Société Atom*, req. n° 274000.



Le Conseil d'État est donc amené à contrôler l'ensemble des paramètres de la décision et il peut, le cas échéant, substituer son appréciation à celle de l'autorité, tant en ce qui concerne la qualification même de manquement<sup>93</sup> qu'en ce qui concerne le niveau de la sanction prononcée, à la hausse (s'il se trouve saisi d'une telle demande)<sup>94</sup> comme à la baisse<sup>95</sup>. On relèvera que, dans son contrôle, le juge est amené à prendre en compte l'objet de la sanction financière pour apprécier la proportionnalité de la sanction au regard de la gravité des manquements constatés<sup>96</sup>.

Compte tenu des effets qu'une décision de sanction est susceptible de produire sur la personne concernée, cette dernière peut en solliciter la suspension dans l'attente du jugement au fond. En tant que décisions administratives, les décisions de sanction des autorités de régulation peuvent ainsi faire l'objet d'une demande de « référé-suspension » sur le fondement de l'article L. 521-1 du code de justice administrative, en cas d'atteinte suffisamment grave et immédiate à un intérêt public ou aux intérêts du requérant, lorsqu'il est fait état d'un doute sérieux quant à la légalité de la décision. Il appartient alors au juge d'apprécier si « *les effets de l'acte contesté sont de nature à caractériser une urgence justifiant que, sans attendre le jugement de la requête au fond, l'exécution de la décision soit suspendue* »<sup>97</sup>.

Le caractère effectif et dissuasif d'une décision de sanction tient également en sa publication : la publicité de la sanction permet d'envoyer au marché les signaux qui s'imposent de la part du régulateur pour garantir son bon fonctionnement. La publication participe également d'une logique de « *name and shame* » à l'égard de la personne sanctionnée. Le Conseil d'État reconnaît ainsi le caractère de « *sanction complémentaire* » de la décision de publication de la sanction et s'assure de sa proportionnalité, notamment en ce qui concerne les publications effectuées en ligne<sup>98</sup>.

### 5.3. Le contrôle du juge administratif sur l'opportunité des poursuites exercées par les autorités de régulation

Traditionnellement, le Conseil d'État considère que si l'administration est dans l'obligation de faire respecter la loi, elle n'est pas liée quant au choix des moyens. Il lui appartient d'apprécier notamment l'opportunité d'engager des poursuites pénales à l'encontre des personnes qui méconnaissent la réglementation en vigueur, à moins que des dispositions expresses ne lui imposent de le faire<sup>99</sup>. Le même raisonnement vaut pour la mise en œuvre de sanctions administratives.

Le juge admet en effet qu'une autorité de régulation telle que la CNIL dispose d'un « *large pouvoir d'appréciation* » pour apprécier l'opportunité d'engager des poursuites de sa propre initiative ou pour décider des suites à donner aux plaintes qu'elle peut recevoir. À cet égard, la Commission peut tenir compte de la gravité des manquements en cause au regard de la législation ou de la réglementation qu'elle est chargée de faire appliquer, de la date à laquelle ils ont été commis, du contexte dans lequel ils l'ont été et, plus généralement, de l'ensemble des intérêts généraux dont elle a la charge<sup>100</sup>. Une solution similaire s'applique par exemple pour les décisions par lesquelles le CSA refuse de faire usage de ses pouvoirs à l'égard des opérateurs qui manquent à leurs obligations<sup>101</sup>.

Ce large pouvoir d'appréciation de l'autorité de régulation ne fait toutefois pas obstacle à ce qu'en matière de sanction administrative, le juge contrôle la légalité des décisions de refus d'engager des poursuites. Ainsi, s'agissant du CoRDIS, le Conseil d'État contrôle la légalité de la décision par laquelle le membre du comité chargé de l'instruction décide qu'il n'y a pas lieu de notifier les griefs à la personne visée par une demande de sanction formulée par un tiers<sup>102</sup>.

93. Par ex : CE, 5<sup>e</sup> et 6<sup>e</sup> chambres réunies, 18 juin 2018, *Société C8*, req. n° 412071.

94. Par ex : CE, 6<sup>e</sup> et 1<sup>re</sup> sous-sections réunies, 6 avril 2016, req. n° 374224 ; CE, 6<sup>e</sup> et 5<sup>e</sup> chambres réunies, 30 janvier 2019, *Président de l'Autorité des marchés financiers*, req. n° 412789.

95. Par ex : CE, 6<sup>e</sup> et 5<sup>e</sup> chambres réunies, 6 novembre 2019, *Société Natixis Asset Management*, req. n° 414659.

96. Par ex, s'agissant des sanctions prononcées par l'Autorité de la concurrence en matière de concentration : CE, 7 novembre 2019, *Fnac Darty*, req. n° 424702.

97. CE, juge des référés, 14 décembre 2006, *Bourse Direct SA*, req. n° 298912.

98. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 28 septembre 2016, *Théâtre national de Bretagne*, req. n° 389448.

99. CE, Assemblée, 7 mai 1971, *Ministre de l'économie et des finances c. Sastre*, req. n° 74669.

100. CE, 10<sup>e</sup> et 9<sup>e</sup> chambres réunies, 16 octobre 2019, *Associations La Quadrature du net et Caliopen*, req. n° 433069.

101. CE, 5<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> chambres réunies, 7 février 2017, *Avrillier*, req. n° 388621.

102. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 7 février 2018, *Société Ateliers de construction mécanique de Marigny*, req. n° 399683.

Un tel contrôle est cependant restreint à l'erreur manifeste d'appréciation, ce qui confère à l'autorité une marge de manœuvre relativement large. Il convient par ailleurs de souligner que les stipulations de l'article 6 de la Convention ne peuvent être utilement invoquées à l'encontre de la décision de refus de notifier les griefs adoptés par le membre désigné du CoRDIS<sup>103</sup>.

---

En synthèse, le prononcé d'une sanction par le CoRDIS de la CRE s'inscrit dans un cadre procédural précisément défini afin de garantir les droits des personnes mises en cause. Ces dernières peuvent d'ailleurs demander au juge de contrôler l'ensemble des paramètres de la décision de sanction. La responsabilité pécuniaire de l'autorité qui sanctionne peut en outre être engagée dans le cas où le juge estime que la sanction a été illégalement prononcée<sup>104</sup>. Enfin, si l'autorité de régulation dispose d'une certaine marge de manœuvre quant au choix d'engager une procédure de sanction, une telle décision demeure néanmoins contrôlée par le juge.

Cet encadrement juridique ne doit pas être regardé comme un obstacle à l'action répressive de l'autorité de régulation ; il s'agit bien au contraire d'un élément indispensable pour en garantir l'efficacité à l'égard des opérateurs concernés et en assurer la légitimité aux yeux de l'ensemble des citoyens.

---

103. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 18 mars 2019, *Association UFC Que Choisir*, req. n° 410628.

104. CE, 5<sup>e</sup> et 6<sup>e</sup> chambres réunies, 13 novembre 2019, req. n° 415396 ; CE, 5<sup>e</sup> et 6<sup>e</sup> chambres réunies, 13 novembre 2019, req. n° 415397.

---

## 6 LE JUGE ET LA CRE À PROPOS DE LA TARIFICATION DES RÉSEAUX ET INFRASTRUCTURES

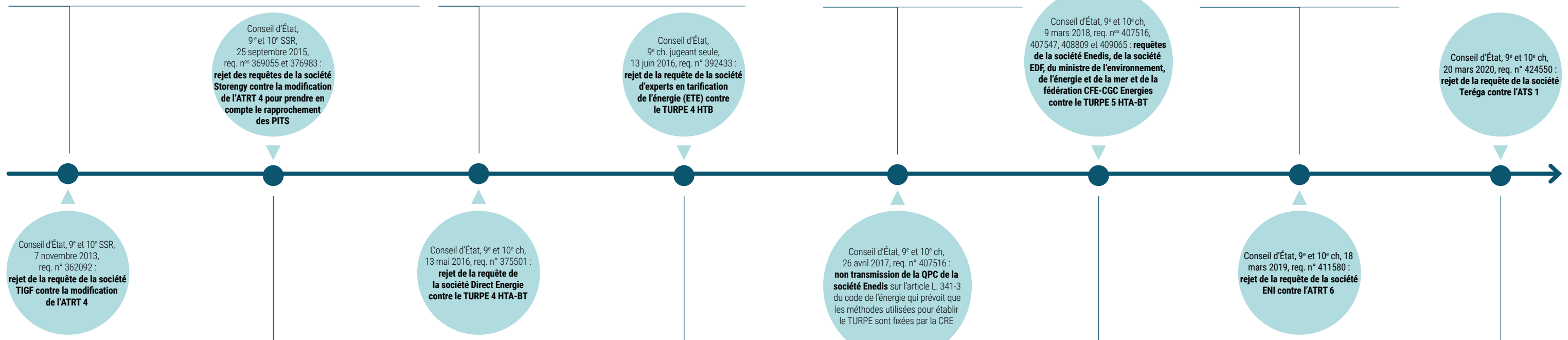
- Il appartient à la CRE, d'office ou à la demande du gestionnaire de réseau intéressé, de modifier, au besoin en cours de période tarifaire, le niveau et la structure de l'ATRT, si elle constate, en fonction des éléments dont elle dispose, qu'un écart significatif s'est produit ou est susceptible de se produire entre le revenu autorisé d'un gestionnaire et ses coûts. La CRE ne saurait s'affranchir de cette règle au seul motif que l'écart serait dû à l'apparition d'une charge ou d'un produit dont la prise en compte imposerait de modifier le compte de régulation des charges et produits défini pour la période tarifaire en cours.
- En l'espèce, à la date de la délibération attaquée, aucun des éléments dont disposait la CRE ne faisait apparaître que les charges globales de la société TIGF n'auraient pas été couvertes, ni que les charges supplémentaires liées à l'évolution du cadre réglementaire relatif à l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux de gaz auraient pour effet d'entraîner un déséquilibre global entre le tarif et les coûts.

- La CRE n'est pas tenue de répondre aux observations formulées lors des consultations sur le TURPE.

- Confirmation de la méthode pour définir les charges de capital à couvrir par le tarif (notamment dans la définition de la base d'actifs régulés du GRD, comprenant les immobilisations affectées à la distribution d'électricité, même pour les actifs financés par les autorités concédantes et non par les capitaux propres du GRD).

- Le juge rappelle que la règle posée à l'article 21 de la Constitution qui confie le pouvoir réglementaire national au Premier ministre n'est pas au nombre des droits et libertés garantis par la Constitution.

- Le juge considère notamment que la méthodologie fixée par la CRE est non discriminatoire et ne crée pas de subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport de gaz, dès lors que le coût unitaire d'utilisation du réseau de transport est équivalent pour chacun des usages.



- La CRE prend en compte, conformément à l'article L. 452-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique portées à sa connaissance par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, auxquelles elle n'est pas tenue de se conformer.

- Le juge admet que la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport puisse être modifiée, notamment dans un objectif d'amélioration de l'efficacité des échanges et de la concurrence ainsi que d'intégration du marché intérieur du gaz, à la double condition, d'une part, qu'elle n'affecte pas le niveau global des tarifs, et par suite que la rémunération du GRT qui en résulte permette toujours de couvrir ses charges d'exploitation et d'investissement prises dans leur ensemble, en tenant compte en outre des gains de productivité attendus d'un gestionnaire de réseau efficace, et d'autre part, que la nouvelle répartition des coûts entre termes tarifaires qu'elle induit maintienne un lien entre chaque terme tarifaire et les caractéristiques et les coûts du service rendu par le gestionnaire de réseau.

- Rejet de la requête pour irrecevabilité (défaut d'intérêt pour agir). La qualité de consommateur d'électricité raccordé à un réseau HTA ou BT ne confère pas à la société requérante un intérêt lui donnant qualité pour demander l'annulation de cette décision, relative au réseau du domaine de tension HTB. En outre, la circonstance que la société requérante a présenté une contribution dans le cadre de la consultation ouverte menée par la CRE en mai 2015, préalablement à l'adoption de la délibération qu'elle attaque, ne lui confère pas davantage un intérêt pour en demander l'annulation.

- Annulation partielle de la délibération, en tant qu'elle n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la « prime de risque », du « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits « TURPE 2 », pour leur fraction non encore amortie, et d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire, pour cette même fraction.

- Le juge valide le reste de la méthode utilisée par la CRE. Il considère notamment que la CRE pouvait légalement retenir, à l'occasion de la détermination du coût du capital investi devant être couvert, un modèle d'évaluation des actifs financiers tenant compte de la spécificité du régime d'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, partant, de la spécificité de certains des éléments du passif de la société Enedis permettant d'assurer une couverture complète des coûts effectivement supportés par ce gestionnaire de réseau.

- La CRE a entendu mettre en œuvre le nouveau régime de rémunération des opérateurs de stockage à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, conformément à la volonté du législateur. Le juge observe que, du fait du délai incompressible nécessaire pour organiser le nouveau mécanisme d'enchères et effectuer la transition entre les deux régimes de rémunération des opérateurs, la CRE a tenu compte des revenus effectivement perçus par les opérateurs sous l'empire de l'ancien régime au cours de la période transitoire allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2018. Ce faisant, la CRE n'a ni méconnu la loi « hydrocarbures » du 30 décembre 2017, ni porté atteinte aux principes de sécurité juridique, d'égalité et de non-rétroactivité des actes administratifs.



- 1 L'organisation de la Direction des affaires juridiques
- 2 Statistiques relatives à l'activité du collège et du CoRDIS en 2019
- 3 L'activité de la Commission de régulation de l'énergie sous le contrôle du juge
- 4 Statistiques contentieuses de la CRE



## PARTIE 2

# PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ JURIDIQUE DE LA CRE

L'activité juridique de la Commission de régulation de l'énergie s'illustre par le nombre et la diversité de décisions rendues par son collège, mais également par les décisions de règlement des différends et de sanctions prononcées par le comité de règlement des différends et des sanctions.

Elle se manifeste aussi au travers des décisions contentieuses qu'a connues le secteur de l'énergie et qui sont venues confirmer les positions de la CRE en 2019.

## CHIFFRES-CLÉS EN 2019

- **302** délibérations du collège
- **22** consultations publiques
- **16** décisions du CoRDIS

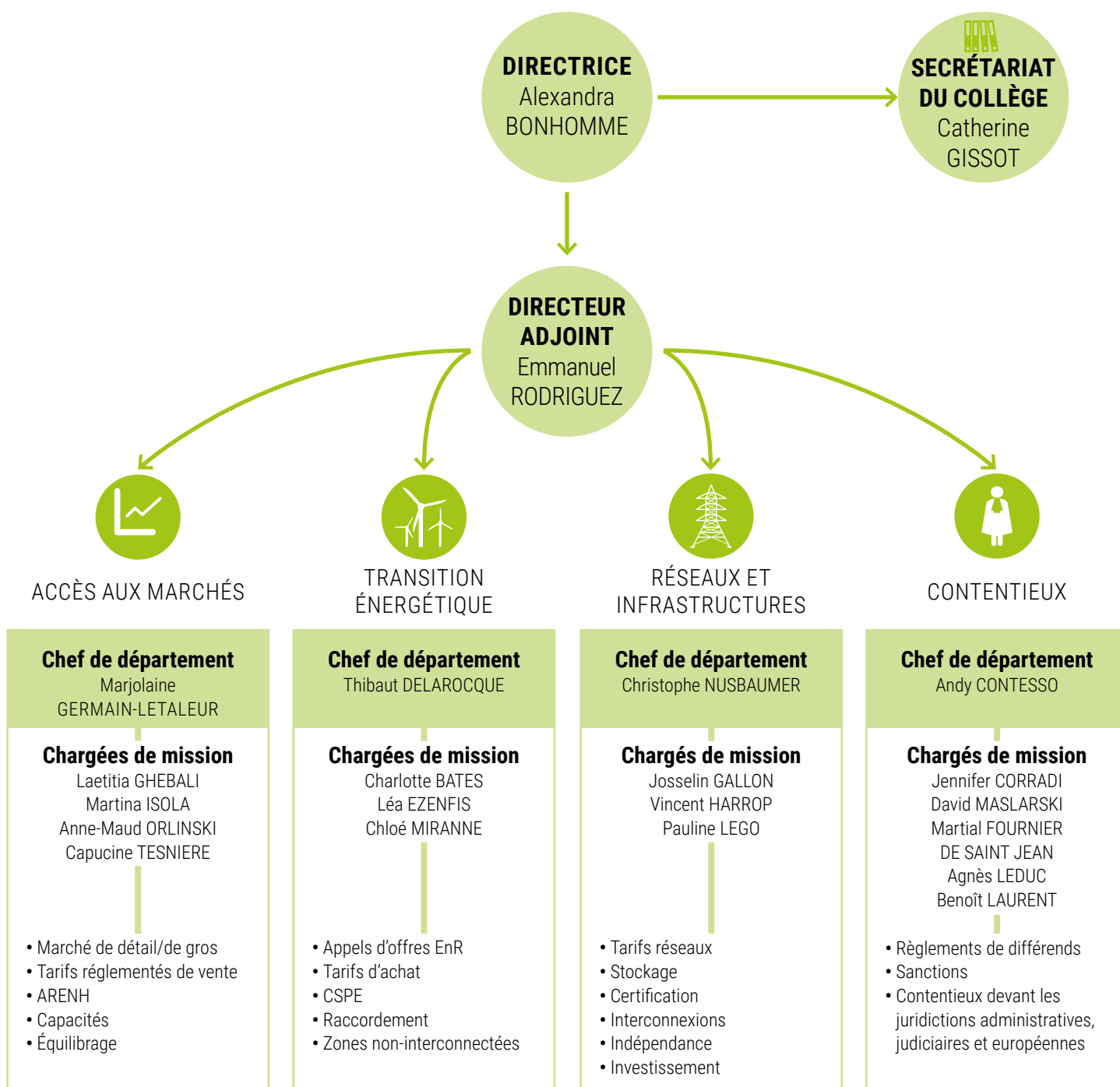
## AU SEIN DE LA DAJ AU 1<sup>ER</sup> SEPTEMBRE 2020

- **22** collaborateurs
- **4** départements

# 1 L'ORGANISATION DE LA DIRECTION DES AFFAIRES JURIDIQUES

Au service du collège de la CRE et du CoRDIS, la direction des affaires juridiques (« DAJ »), forte d'une vingtaine de juristes et d'avocats aux expériences professionnelles variées, est composée de quatre départements qui couvrent tous les domaines d'activités du régulateur.

## Organigramme





## 2 STATISTIQUES RELATIVES À L'ACTIVITÉ DU COLLÈGE ET DU CoRDIS EN 2019

### 2.1 Activité du collège

En 2019, le collège a été amené à se prononcer notamment sur plusieurs projets d'interconnexion, les règles du mécanisme de capacité, les tarifs de réseaux de transport, de distribution et de stockage du gaz naturel, les modalités de dépassement du plafond de l'ARENH ou encore l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Pour plus d'éléments s'agissant des principales délibérations de la CRE, voir les synthèses page 58.

En 2019, le collège de la CRE :

- s'est réuni 58 fois ;
- a adopté 302 délibérations et 22 consultations publiques ;
- a auditionné 63 acteurs du marché.

### 2.2 Activité du CoRDIS (règlement des différends et sanctions)

Le CoRDIS est notamment chargé de régler les différends entre gestionnaires de réseaux et utilisateurs portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz naturel et leur utilisation<sup>105</sup>, et de sanctionner les infractions au code de l'énergie<sup>106</sup>.

#### Activité du CoRDIS

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Saisines	15	13	260*	34	19	36	16	23	13	11	17	<b>457</b>
Décisions collégiales	7	9	31	122*	59	20	18	12	12	10 (dont 2 sanctions)	16 (dont 2 sanctions)	<b>316</b>
Désistements	1	1	1	22	5	0	38	7	12	1	2	<b>90</b>
Décisions d'incompétence manifeste	5	2	3	1	2	1	0	7	2	1	1	<b>25</b>
Décision de non-lieu d'un membre désigné en sanction	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	<b>4</b>

\* Cette forte augmentation du nombre (i) de saisines du CoRDIS en 2011 et (ii) de décisions du CoRDIS en 2012 était liée au moratoire survenu en 2010 sur le bénéfice de l'obligation d'achat pour les installations photovoltaïques.

En 2019, le CoRDIS a notamment réglé des différends relatifs aux prestations de gestion de clientèle en contrat unique en gaz naturel, aux conditions d'accès au réseau de distribution d'électricité, à la détermination de l'opération de raccordement de référence ou encore au paiement de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du S3REnR. En outre, le CoRDIS a prononcé deux sanctions, pour non-respect d'une de ses décisions (contre la société GRDF) et pour une infraction au règlement REMIT (contre la société BPMG). Pour plus d'éléments s'agissant des décisions du CoRDIS, voir les synthèses page 70.

105. Les différends qui entrent dans la compétence du CoRDIS sont listés à l'article L. 134-19 du code de l'énergie.

106. Articles L. 134-25 à L. 134-34 du code de l'énergie.



### 3 L'ACTIVITÉ DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE



EXEMPLE :  
Différend entre un producteur d'électricité photovoltaïque et le gestionnaire de réseau concernant les conditions de raccordement d'une installation de production au réseau public de distribution



EXEMPLE :  
Sanction du non-respect d'une décision de règlement de différend  
Sanction du manquement au règlement REMIT



OUI

NON



EXEMPLE :  
Fixation des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz

EXEMPLE :  
Désignation des lauréats des appels d'offres en matière d'énergies renouvelables



EXEMPLE :  
Fixation des tarifs d'achat des énergies renouvelables  
Fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité



## 4 STATISTIQUES CONTENTIEUSES DE LA CRE EN 2019

### 4.1. Recours contre les décisions ou les avis et propositions du collège

Les recours formés par les acteurs du secteur de l'énergie à l'encontre des activités du collège de la CRE portent autant sur les décisions prises par la CRE que sur les décisions ministérielles prises après avis ou proposition de la CRE, à l'instar des tarifs réglementés de vente d'électricité (« TRVE »).

Le Conseil d'État est compétent pour connaître en premier et dernier ressort des recours dirigés contre les délibérations prises par le collège de la CRE au titre de ses missions de régulation ou de contrôle ainsi que des recours formés à l'encontre des actes réglementaires des ministres pris sur avis ou proposition de la CRE. Les tribunaux administratifs quant à eux doivent traiter des contentieux de masse comme les demandes de remboursement de CSPE. Les quelques actes non réglementaires des ministres ou les délibérations du collège qui ne relèvent pas de ses missions de régulation ou de contrôle peuvent également faire l'objet de recours devant les tribunaux administratifs.

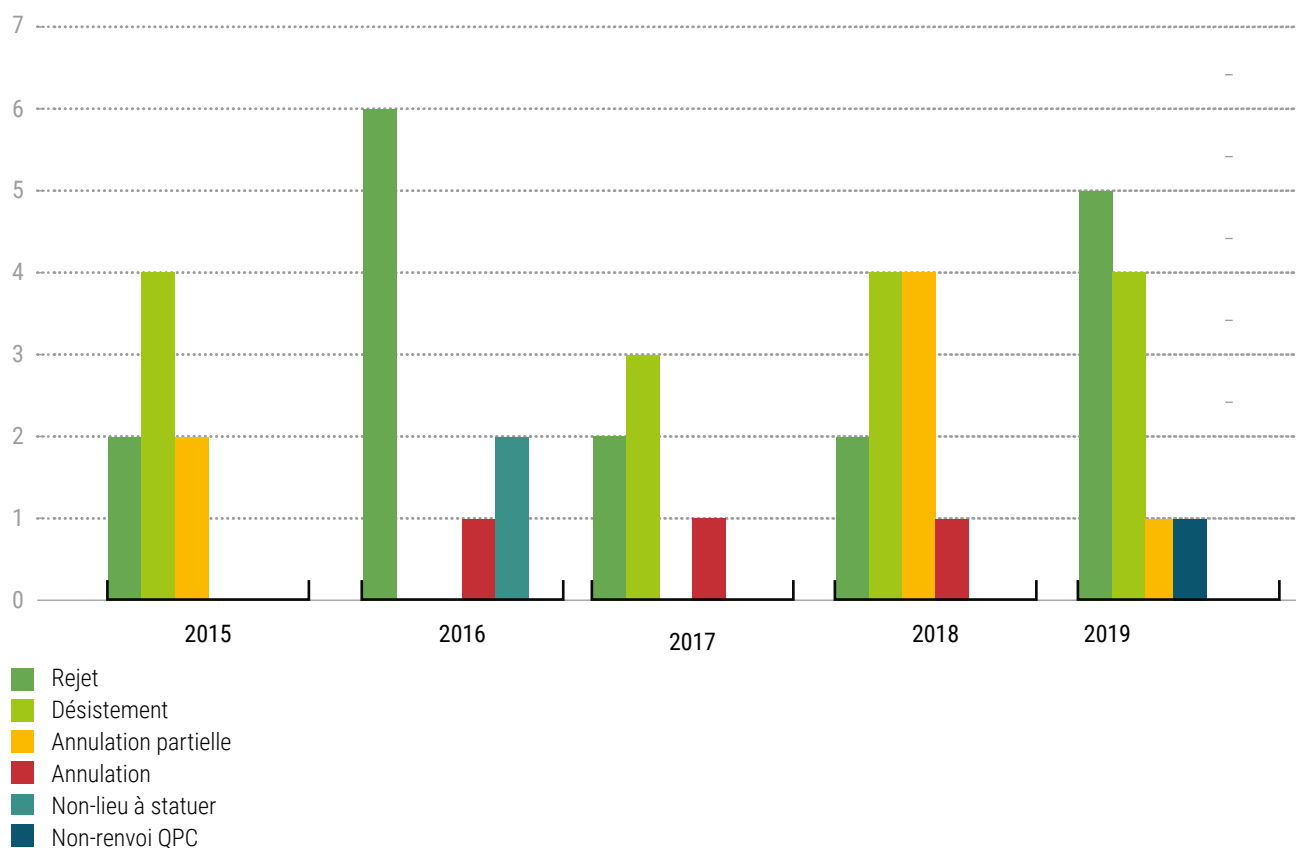
#### Nombre de recours contentieux devant le Conseil d'État contre les décisions de la CRE

2010	3
2011	11
2012	15
2013	2
2014	27
2015	8
2016	5
2017	23
2018	14
2019	11

#### Nombre de recours contentieux en cours d'instruction au 31 décembre 2019 contre les décisions de la CRE

Tribunal administratif de Paris	17 000 (CSPE) + 400 (CSPE-GO)
Cour administrative d'appel de Paris	5
Conseil d'État	13

## Nature des décisions rendues par le Conseil d'État relatives aux recours contre les décisions de la CRE



En 2019, le Conseil d'État a confirmé la décision tarifaire relative au tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, l'« ATRT6 »<sup>107</sup>, et a rendu plusieurs ordonnances de désistement relatives à des requêtes à l'encontre de l'ATRT6<sup>108</sup>, du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité<sup>109</sup>, des tarifs réglementés de vente de gaz naturel<sup>110</sup> ou encore la tarification des prestations réalisées à titre exclusif par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité<sup>111</sup>, décision qui s'inscrit dans la lignée de la décision Eveler<sup>112</sup> de 2018 qui concernait les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité.

Le Conseil d'État a été saisi de six recours contre les décisions relatives aux TRVE. Il a rejeté les requêtes portant sur la méthode de construction des TRVE proposée par la CRE présentées, d'une part, par les fournisseurs et associations de consommateurs demandant notamment des briques supplémentaires dans l'empilement des coûts, et, d'autre part, par les associations de consommateurs sur la prise en compte de l'écrêtement de l'ARENH<sup>113</sup>. En revanche, il a annulé partiellement les décisions fixant les TRVE jaunes et verts seulement en ce qui concerne la définition de la « grande entreprise » retenue dans ces décisions et en ce qui concerne les dispositions prévoyant la faculté, pour les sites non résidentiels appartenant à des grandes entreprises, de conserver le bénéfice des TRVE<sup>114</sup>.

107. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 18 mars 2019, req. n° 411580.

108. CE, 22 mai 2019, req. n° 409809.

109. CE, 27 juin 2019, req. n° 416806.

110. CE, 27 décembre 2019, req. n° 414536.

111. CE, 27 décembre 2019, req. n° 421030.

112. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 28 septembre 2018, req. n° 411454.

113. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 6 novembre 2019, req. n° 431902.

114. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 6 novembre 2019, req. n°s 424573, 424576, 424586, 424589, 424590.

## Partie 2 : Présentation de l'activité juridique de la CRE

Il a également rejeté un recours de la société Messer France<sup>115</sup> tendant à la révision de sa décision du 3 décembre 2018 par laquelle il avait jugé qu'une fraction minimale (7,42 %) de la CSPE acquittée au titre de l'année 2009 par la société requérante devait lui être restituée<sup>116</sup>.

Enfin, le Conseil constitutionnel a rejeté la question prioritaire de constitutionnalité (« QPC ») de la société Engie dirigée contre l'article L. 452-3-1 du code de l'énergie, dans sa rédaction issue de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement (« loi de validation »), déclarant les dispositions contestées conformes à la Constitution<sup>117</sup>.

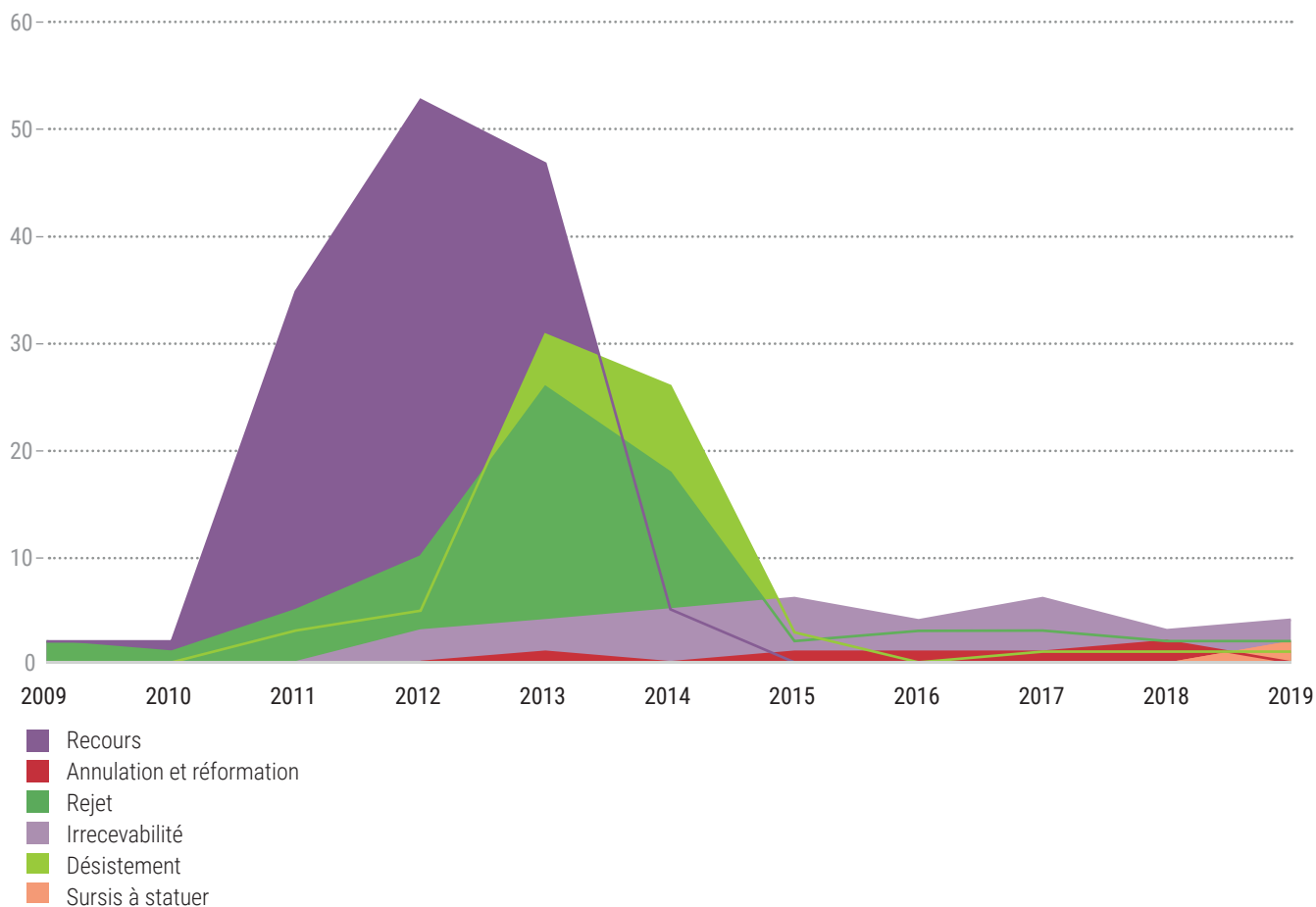
En 2019, toutes les méthodologies tarifaires fixées par la CRE qui avaient fait l'objet d'un recours ont été confirmées par le Conseil d'État.

Pour plus d'éléments s'agissant des principales décisions contentieuses relatives à l'activité du collège, voir les synthèses page 67.

### 4.2 Recours contre les décisions du CoRDIS

Les décisions du CoRDIS peuvent faire l'objet de recours devant les juridictions administratives ou judiciaires. Les décisions et mesures conservatoires prises par le CoRDIS dans le cadre des règlements de différends peuvent faire l'objet de recours en annulation ou en réformation devant la cour d'appel de Paris, en application de l'article L. 134-21 du code de l'énergie.

### Synthèse des contentieux relatifs à l'activité du CoRDIS devant la cour d'appel de Paris



115. CE, 3<sup>e</sup> chambre, 10 juillet 2019, req. n° 427656.

116. CE, 9<sup>e</sup> chambre, 26 avril 2018, req. n° 404611.

117. Décision n° 2019-776 QPC du 19 avril 2019.

## Partie 2 : Présentation de l'activité juridique de la CRE

Les décisions de sanction peuvent quant à elles faire l'objet d'un recours de pleine juridiction et d'une demande de suspension en référé devant le Conseil d'État, en application de l'article L. 134-34 du code de l'énergie.

Entre 2009 et 2019, alors que 168 recours ont été enregistrés, la cour d'appel de Paris a annulé ou réformé seulement six décisions du CoRDIS. Les dernières décisions du CoRDIS ayant fait l'objet d'une réformation l'ont été en 2018. La cour d'appel de Paris a rejeté à 74 reprises des recours contre des décisions du CoRDIS, dont deux en 2019. Sur la même période, 84 recours ont fait l'objet d'un désistement par les parties, dont un en 2019 et deux recours ont fait l'objet, pour la première fois, de sursis à statuer.

Depuis 2009, les arrêts de la cour d'appel de Paris relatifs à des décisions de règlement de différends du CoRDIS ont fait l'objet de 21 pourvois devant la Cour de cassation. Aucun pourvoi n'a été formé en 2019.

La Cour de cassation a rejeté à neuf reprises ces pourvois, dont un en 2019.

Six arrêts de cassation concernaient des litiges relatifs au raccordement du réseau public de distribution d'électricité (affaires *Fibre excellence Tarascon*<sup>118</sup> en 2012, *Folelli*<sup>119</sup> et *Corsosoleil*<sup>120</sup> en 2015, *Panaco*<sup>121</sup> en 2015 puis 2017<sup>122</sup> et *Retzvolt*<sup>123</sup> en 2016).

En matière de sanction, un nouveau recours a été enregistré devant le Conseil d'État, ce qui porte le nombre de recours contre des décisions de sanction du CoRDIS à cinq depuis 2009.

À ce jour, le Conseil d'État a confirmé la décision du membre désigné du comité de rejeter une demande de sanction relative aux règles d'indépendance des gestionnaires de réseaux<sup>124</sup> et refusé de renvoyer une QPC au Conseil constitutionnel relative aux procédures de sanction applicables devant le comité<sup>125</sup>.

Au 31 décembre 2019, quatre recours étaient encore pendants devant le Conseil d'État.

*En 2019, toutes les méthodologies tarifaires fixées par la CRE qui avaient fait l'objet d'un recours ont été confirmées par le Conseil d'État.*



118. Cass. com., 12 juin 2012, pourvoi n° 11-17.344.

119. Cass. com., 9 juin 2015, pourvoi n° 14-16.979.

120. Cass. com., 9 juin 2015, pourvoi n° 14-16.980.

121. Cass. com., 27 mai 2015, pourvoi n° 13-18.790.

122. Cass. civ. 3, 15 juin 2017, pourvoi n° 16-16.838.

123. Cass. com., 3 mai 2016, pourvoi n° 14-25.830.

124. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 18 mars 2019, req. n° 410628.

125. CE, 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> chambres réunies, 24 avril 2019, req. n° 425988.



- 1 Synthèses des principales délibérations du collège en 2019
- 2 Synthèses des principales décisions contentieuses en 2019 concernant l'activité du collège
- 3 Synthèses des décisions du CoRDiS en 2019
- 4 Synthèses des décisions contentieuses en 2019 concernant l'activité du CoRDiS



## PARTIE 3

# PRINCIPALES DÉCISIONS ET DÉLIBÉRATIONS

L'année 2019 a été marquée par d'importants travaux du collège relatifs aux tarifs réglementés et aux tarifs de réseaux mais aussi aux mécanismes de capacité ou à l'ARENH par exemple, et par un nombre significatif de décisions rendues par le CoRDIS.

L'activité contentieuse a été très riche, devant toutes les juridictions, notamment le Conseil constitutionnel et la Cour de justice de l'Union européenne, et tous les arrêts ou jugements sont venus confirmer les décisions de la CRE.



# 1 SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS DU COLLÈGE EN 2019

## 1.1 Tarifs

### **Délibération portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité (n° 2019-028 du 7 février 2019)**

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE propose aux ministres de l'énergie et de l'économie les évolutions nécessaires des tarifs réglementés de vente d'électricité (« TRVE ») déterminés selon la méthodologie dite « par empilement des coûts ». En l'espèce, l'augmentation importante des prix sur les marchés de gros de l'énergie et le doublement du prix des garanties de capacité impliquent une hausse du niveau des différents TRVE. La CRE estime que l'évolution tarifaire devra s'appliquer au plus tôt et le premier jour d'un mois calendaire soit, à partir du 1<sup>er</sup> mars 2019 et au plus tard, le 1<sup>er</sup> juin 2019.

En France métropolitaine continentale, la prise en compte des évolutions des prix se traduit par une augmentation de 7,7 % HT, ce qui représente 8,3 €/MWh, soit + 5,9 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels et les tarifs bleus professionnels.

Concernant les ZNI, une augmentation identique est envisagée pour les tarifs bleus résidentiels et les tarifs bleus professionnels. Pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, une hausse de + 6,0 % HT est proposée pour les tarifs jaunes (applicables uniquement en Corse) et pour les tarifs « bleus + » applicables dans toutes les ZNI (hors Corse). Enfin, une évolution de + 10,7 % HT est envisagée pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

La CRE indique qu'elle procèdera à l'occasion de ses prochaines propositions tarifaires au calcul de l'écart entre les coûts supportés par les fournisseurs et les tarifs réglementés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019 et la date d'application des tarifs ainsi proposés afin d'intégrer une composante additionnelle visant à rattraper le retard en masse occasionné par ce décalage temporel.

La CRE rappelle également que, malgré les hausses proposées – rendues nécessaires par la conjoncture – le prix de l'électricité en France demeure compétitif pour les consommateurs résidentiels par rapport aux pays européens grâce au dispositif ARENH qui permet au consommateur final de bénéficier de conditions économiques de production attractives.

### **Délibération fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à partir du 1<sup>er</sup> avril 2019 (n° 2019-043 du 14 mars 2019)**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, les stockages de gaz naturel nécessaires à la sécurité d'approvisionnement sont régulés afin de garantir leur remplissage, tout en garantissant la transparence des coûts du stockage.

Dans sa délibération du 22 mars 2018, la CRE a introduit dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel (« ATRT ») un terme tarifaire stockage, dédié à la compensation des coûts du stockage. Ce terme est perçu auprès des utilisateurs des réseaux de transport et correspond à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage fixé par la CRE et les prévisions de recettes d'enchères directement perçues par les opérateurs de stockage.

En application de la délibération du 13 décembre 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2019, la CRE fixe le niveau du terme tarifaire stockage applicable à partir du 1<sup>er</sup> avril 2019 à 213,46 €/MWh/j/an, soit une baisse de 28 % par rapport à l'année précédente.

À cette occasion, la CRE souligne le succès des enchères de capacités de stockage 2019-2020. Les enchères, organisées par Storengy et Teréga, ont débuté le 13 novembre 2018 et se sont achevées le 21 février 2019 : vingt-huit ventes ont été organisées. La totalité des capacités commercialisées ont été allouées, à des prix variant entre 0,83 €/MWh et 4,29 €/MWh, permettant de tripler les recettes associées aux enchères par rapport à l'an passé. En dehors de ces enchères, certaines capacités avaient été souscrites par des contrats long terme. Au total, les capacités souscrites s'élèvent à 129 TWh, permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France pour l'hiver 2019-2020 et confirmant par ailleurs le bon fonctionnement des modalités d'enchères fixées par la CRE.

**Délibération relative à l'analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement d'Engie (n° 2019-112 du 23 mai 2019)**

Dans l'attente de l'adoption de la loi venant tirer les conséquences de la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017 de suppression des tarifs réglementés de vente (« TRV ») de gaz naturel, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts d'Engie en 2019 par une délibération du 23 mai 2019 en application des dispositions des articles R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie.

La CRE a examiné :

- les coûts d'approvisionnement d'Engie, comprenant les coûts issus des contrats d'approvisionnement à long terme, les autres sources d'approvisionnement (gaz de court terme importé, gaz non importé) et les opérations d'optimisation et d'arbitrage réalisées, le cas échéant, ainsi que l'évolution des conditions d'approvisionnement d'Engie ;
- les coûts hors approvisionnement, comprenant les coûts d'infrastructures et les coûts commerciaux, et leurs évolutions prévisionnelles.

À l'issue de son examen, la CRE constate que les écarts entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente et les coûts réellement supportés par l'opérateur sont faibles en 2018. La CRE considère en conséquence que la modulation de rattrapage sur la marge commerciale intégrée dans les tarifs en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2017 au titre des écarts de l'année 2016 doit être supprimée dans les tarifs au 1<sup>er</sup> juillet 2019.

La CRE relève en outre que les coûts d'utilisation des infrastructures supportés par Engie évoluent légèrement à la baisse et que les coûts commerciaux sont en augmentation, du fait principalement de la hausse des certificats d'économie d'énergie (« CEE ») et de la baisse des volumes vendus aux TRV de gaz naturel. Elle prévoit en conséquence une augmentation des TRV de gaz naturel de 1,8 % au 1<sup>er</sup> juillet 2019 afin de refléter l'évolution des coûts d'infrastructure et de commercialisation prévisionnels d'Engie.

S'agissant enfin de la formule tarifaire, la CRE recommande de la faire évoluer en accordant une pondération plus forte à la référence de prix de marché PEG en raison de la révision de prix de certains contrats de long terme d'Engie.

**Délibération portant avis sur le projet d'arrêté relatif à l'identification et à la mise à disposition de la liste des clients non domestiques perdant l'éligibilité aux tarifs réglementés de vente d'électricité (n° 2019-253 du 21 novembre 2019)****Délibération portant avis sur le projet d'arrêté fixant les modalités de mise à disposition des données des clients aux tarifs réglementés de vente du gaz par les fournisseurs historiques (n° 2019-254 du 21 novembre 2019)****Délibération portant proposition d'arrêté fixant la liste des données mises à disposition des fournisseurs de gaz naturel par les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel (n° 2019-255 du 21 novembre 2019)****Délibération portant proposition d'arrêté fixant la liste des données que les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité doivent mettre à disposition des fournisseurs d'électricité qui en font la demande (n° 2019-256 du 21 novembre 2019)**

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (« LEC ») prévoit en son article 63 la suppression des tarifs réglementés de vente (« TRV ») de gaz (2) et en son article 64 la réduction du périmètre des TRV d'électricité (1). Afin d'assurer une ouverture à la concurrence équitable entre les fournisseurs historiques et les fournisseurs alternatifs, les fournisseurs historiques doivent mettre à disposition des fournisseurs alternatifs qui en font la demande certaines données relatives aux clients aux TRV afin de leur permettre de proposer des offres de marché. En application des articles précités de la LEC, la CRE est compétente pour proposer les projets d'arrêtés fixant (i) la liste des données qui peuvent être communiquées et (ii) pour rendre un avis sur les modalités de mise à disposition de ces données.

### Partie 3 : Principales décisions et délibérations

(1) Concernant les clients non domestiques employant au moins dix personnes ou réalisant un chiffre d'affaires supérieur à deux millions d'euros qui perdent l'éligibilité aux TRV d'électricité, la CRE émet un avis favorable au projet d'arrêté fixant les modalités de mise à disposition des données tout en recommandant (i) que le fournisseur garantisse les modalités de traçabilité des recueils de consentement ou d'absence d'opposition ; (ii) d'adapter la fréquence d'actualisation des données des fournisseurs historiques et (iii) de prévoir que les demandes des fournisseurs d'accéder à certaines données soient envoyées à une adresse générique fournie par chaque fournisseur historique et dont la liste figurerait en annexe de l'arrêté.

La CRE rappelle que les données à communiquer doivent permettre aux fournisseurs alternatifs d'élaborer des offres commerciales tout en respectant les exigences de la protection des données à caractère personnel (« DCP ») imposées par le Règlement général sur la protection des données (« RGPD »).

(2) Concernant la suppression des TRV de gaz naturel, la CRE émet un avis favorable aux modalités de communication des données avec des recommandations relatives (i) aux modalités de traçabilité des recueils de consentement ou d'absence d'opposition ; (ii) à l'adaptation de la fréquence d'actualisation des données et (iii) à la création d'une adresse générique fournie par chaque fournisseur historique dont la liste figurerait en annexe de l'arrêté pour faciliter les demandes adressées par les fournisseurs alternatifs.

La CRE propose une liste de données qui peuvent être communiquées en compatibilité avec les exigences du RGPD.

#### **Délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (n° 2020-012 du 23 janvier 2020)**

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> avril 2017 en application de la délibération de la CRE du 15 décembre 2016 (« ATRT6 »), initialement prévu pour s'appliquer sur une période de quatre ans, doit être révisé en raison de l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2017/460 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport de gaz. L'ATRT7, objet de la présente délibération, s'appliquera à compter du 1<sup>er</sup> avril 2020.

La CRE, en plus des objectifs de simplicité, de prévisibilité et de continuité, considère que le tarif ATRT7 doit assurer (i) le bon fonctionnement du marché de gros du gaz ; (ii) la maîtrise de l'évolution des tarifs dans un contexte marqué par l'arrivée à échéance de certains contrats de long terme et la fin des grands projets d'investissements ; (iii) l'accompagnement de la transition énergétique en permettant l'injection du biométhane et (iv) le maintien d'un niveau de sécurité maximum du réseau de transport de gaz.

Concernant le niveau tarifaire, la CRE retient une évolution du tarif unitaire ATRT7 à + 1,4 % en moyenne par an pour GRTgaz et à + 0,7 % pour Teréga. Les évolutions tarifaires sont inférieures aux demandes des GRT ce qui s'explique, notamment, par un niveau de coût moyen pondéré du capital (« CMPC ») retenu inférieur à celui demandé par les GRT, s'établissant à 4,25 % en baisse de 1 % par rapport au tarif ATRT6. Ce niveau de CMPC permet une rémunération raisonnable des capitaux investis afin de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France par rapport aux pays européens.

Les mécanismes de régulation incitative sont maintenus – ajustés au besoin – à l'exception de l'incitation au développement des interconnexions qui est supprimée. Teréga bénéficie, à sa demande, d'une expérimentation de régulation incitative de type « TOTEX » (trajectoire commune OPEX et CAPEX).

Sur la structure tarifaire du grand transport, un rééquilibrage entre les coûts portés par les usages de transit et les usages domestiques est opéré impliquant une baisse des termes tarifaires en sortie au point d'interconnexion réseau (« PIR ») Oltingue (- 6 %) et au PIR Pirineos (- 7 %). Sur la structure tarifaire du réseau domestique, des modifications sont prévues par la CRE, notamment la suppression du terme de livraison pour les sites fortement modulés ou la suppression du terme de proximité.

Enfin, concernant le terme tarifaire stockage, la CRE modifie la formule de calcul de la modulation hivernale pour les clients dits « à souscription » pour une formule fondée sur la différence entre la consommation moyenne hivernale et la consommation moyenne annuelle de ces clients. Elle rappelle par ailleurs qu'une extension du périmètre de collecte du terme tarifaire stockage aux clients raccordés au réseau de transport est souhaitable sous condition de la mise en œuvre des dispositifs d'interruptibilité prévus par les articles L. 431-6-2 et L. 431-6-3 du code de l'énergie et d'un délai minimal de 12 mois pour assurer la contractualisation des capacités interruptibles par les utilisateurs des réseaux.

---

### Partie 3 : Principales décisions et délibérations

Cette délibération a été adoptée après l'avis du Conseil supérieur de l'énergie. Elle n'a pas été attaquée.

#### **Délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (n° 2020-011 du 23 janvier 2020)**

En plus des objectifs généraux de simplicité, de prévisibilité et de continuité poursuivis par la CRE, le tarif ATS2 permet (i) d'étendre aux infrastructures de stockage les principes de régulation incitative mis en œuvre pour assurer l'efficacité de l'ensemble des gestionnaires d'infrastructures régulés et (ii) de maîtriser l'évolution des charges des opérateurs dans un contexte marqué par la tendance à la baisse des consommations de gaz.

S'agissant du niveau tarifaire, la CRE retient une hausse des charges à couvrir de 1,4 % en moyenne par an pour Storengy, de 1,3 % en moyenne par an pour Teréga, et de 4,7 % en moyenne par an pour Géométhane. En particulier, la CRE a considéré qu'une hausse des charges d'exploitation de Storengy et Teréga était justifiée par la hausse de l'activité des stockages souterrains de gaz depuis l'entrée en vigueur de la régulation en retenant, toutefois, une hausse inférieure à ce qui était demandé par les opérateurs. Pour Géométhane, la CRE a globalement retenu la trajectoire de charges nettes d'exploitation demandée par l'opérateur (+ 8,7 % en moyenne par an). En outre, la CRE a retenu une baisse du CMPC s'établissant à 4,75 %.

Concernant la régulation tarifaire, la CRE aligne le tarif ATS2 sur les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur dans le tarif de transport de gaz : (i) régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements ; (ii) régulation incitative de la qualité de service et (iii) couverture a posteriori de certains écarts via le CRCP. Une expérimentation est également en place pour Teréga sur une régulation incitative de type « TOTEX » sur les SI.

Par ailleurs, la régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage est renforcée afin de mieux prendre en compte la performance des offres des opérateurs de stockage.

Enfin, le tarif ATS2 ne couvrira pas les coûts de démantèlement des trois sites de Storengy en exploitation réduite qui ont été retirés de la liste des infrastructures prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie (« PPE »).

Cette délibération a été adoptée après l'avis du Conseil supérieur de l'énergie. Elle n'a pas été attaquée.

#### **Délibération portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (n° 2020-010 du 23 janvier 2020)**

En plus des objectifs généraux de simplicité, de prévisibilité et de continuité poursuivis par la CRE, le tarif ATRD6 permet (i) le maintien d'un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz ; (ii) l'accompagnement de la transition énergétique pour permettre l'intégration du biométhane ; (iii) la maîtrise de l'évolution des tarifs dans un contexte de baisse de la consommation de gaz et (iv) d'entamer la phase industrielle du projet « Changement de gaz » dans les Hauts-de-France.

S'agissant du niveau tarifaire, GRDF a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2020-2023 impliquant une hausse du tarif unitaire moyen de + 1,1 % en moyenne par an sur toute la durée du tarif. À la suite de ses analyses, des échanges avec l'opérateur et de la consultation des acteurs du marché, le tarif ATRD6 s'établit à - 0,4 % en moyenne au 1<sup>er</sup> juillet 2020 et à - 0,3 % en moyenne par an pour GRDF sur l'ensemble de la période tarifaire.

Cette évolution par rapport à la précédente période tarifaire s'explique notamment par la baisse de 5 % à 4,1 % du niveau du coût moyen pondéré du capital (« CMPC ») retenu par la CRE. Ce niveau assure une rémunération normale des capitaux investis et il maintient ainsi, au niveau européen, l'attractivité des infrastructures d'énergie en France. Le niveau tarifaire retenu rend également compte de la volonté exprimée par la CRE de trouver un équilibre entre la maîtrise des coûts attendue de GRDF et le maintien de marges de manœuvre financières suffisantes pour (i) maintenir un niveau de sécurité élevé ; (ii) être acteur de la transition énergétique et (iii) mener à bien le projet « Changement de gaz ».

Les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur ont été maintenus en les ajustant quand cela était nécessaire. En revanche, la CRE a supprimé le mécanisme de bonus/malus mis en œuvre dans le tarif ATRD5 relatif à l'incitation en faveur du raccordement des consommateurs.

S'agissant de la structure tarifaire, la CRE reconduit les grands principes en vigueur tout en procédant à quelques adaptations qui tiennent compte de l'évolution de l'utilisation des réseaux, notamment : l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 pour refléter la baisse des consommations moyennes affectées à l'usage du chauffage, ainsi que l'application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4, pour introduire plus de continuité entre les tarifs des réseaux de distribution et de transport.

Cette délibération a été adoptée après l'avis du Conseil supérieur de l'énergie.

## 1.2 CSPE

### **Délibération relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020 (n° 2019-172 du 11 juillet 2019)**

Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2020 s'élève à 7 915,7 M€, soit 11 % de plus que le montant constaté des charges au titre de l'année 2018.

La CRE évalue le montant total des charges à compenser en 2020 à 8 398,2 M€. Cette évaluation prend en compte le montant prévisionnel des charges au titre de l'année 2020, la régularisation des charges au titre des années 2018 et 2019 ainsi que l'échéancier de remboursement à EDF du déficit de compensation accumulé par le mécanisme de la contribution au service public de l'électricité au 31 décembre 2015.

## 1.3 Accès au marché

### **Délibération portant décision sur la méthodologie de prise en compte dans les tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2020 de l'éventuelle atteinte du plafond de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique au guichet de novembre 2019 (n° 2019-223 du 17 octobre 2019)**

La CRE a consulté les acteurs au sujet de la méthodologie de prise en compte, dans la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (« TRVE ») pour l'année 2020, du dépassement du plafond de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH »). Cette consultation visait à analyser l'intérêt d'un lissage sur une période plus longue qu'actuellement des approvisionnements en énergie consécutifs à l'atteinte du plafond de l'ARENH, afin de réduire les conséquences sur les TRVE d'un éventuel événement de marché survenant en décembre 2019.

Au regard de l'impact très modéré qu'un tel lissage pourrait avoir sur les TRVE et du risque que cette méthode aboutisse à un renchérissement du coût de l'approvisionnement en énergie, la CRE décide de ne pas mettre en œuvre l'évolution de méthodologie envisagée et maintient par conséquent la méthodologie en vigueur.

### **Délibération portant décision sur la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et portant orientations sur les principes retenus pour le calcul du complément de prix (n° 2019-237 du 30 octobre 2019)**

S'agissant tout d'abord de la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond, la CRE a défini les modalités devant être appliquées en cas de dépassement du plafond d'ARENH lors du guichet de novembre 2019 :

- l'écrêtement ne s'applique qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées et est calculé sur la base du plafond ARENH en vigueur duquel sont déduits les volumes notifiés par la CRE en application de l'article R. 336-19 du code de l'énergie à l'occasion du guichet précédent et restant à livrer sur la période de livraison considérée ;
- les filiales contrôlées par EDF sont écrêtées intégralement pour les seuls volumes conduisant à un dépassement du plafond.

La CRE a également précisé que dans l'hypothèse où le volume global d'ARENH demandé serait manifestement excessif par rapport au rythme prévisible de développement de la concurrence, elle pourrait s'écarter de la règle de répartition du plafond au prorata pour un fournisseur dont les volumes demandés seraient manifestement disproportionnés par rapport à son besoin et qui ne serait pas en mesure de justifier ces volumes.

S'agissant ensuite des principes retenus pour le calcul du complément de prix en cas de dépassement de plafond, la CRE a indiqué que les quantités comparées devront tenir compte de l'atteinte du plafond ARENH.

**Délibération portant approbation des courbes de demande administrée relatives au dispositif de contractualisation pluriannuelle dans le cadre du mécanisme de capacité (n° 2019-244 du 14 novembre 2019)**

En application de l'article R. 335-73 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par RTE d'une demande d'approbation d'une proposition de courbes de demande administrée portant sur les périodes 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028 et 2023-2029. Cette demande s'inscrit dans le cadre du dispositif de contractualisation pluriannuelle.

Dans une délibération du 14 novembre 2019, la CRE approuve cette proposition. Elle a pu vérifier la cohérence des niveaux des courbes de demande administrée modélisées par RTE avec les hypothèses structurelles d'évolution du système électrique français connues à ce jour. Par ailleurs, la CRE juge pertinente l'application d'un coefficient d'abattement à la courbe de demande portant sur la période 2020-2026, compte-tenu de la proximité entre le calendrier de l'appel d'offres pluriannuel pour 2020 et les échéances de livraison du mécanisme de capacité pour cette même année. Enfin, la CRE relève qu'un niveau accru de transparence par RTE sera nécessaire dans le cadre de l'élaboration des futures courbes de demande administrée.

## 1.4 Raccordement

**Délibération portant modification de la délibération du 25 avril 2013 sur les procédures de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité dans le cadre des jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024 (n° 2019-166 du 3 juillet 2019)**

Par une délibération du 3 juillet 2019, la CRE modifie sa décision du 25 avril 2013 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de distribution afin de faciliter le raccordement des sites dédiés aux jeux Olympiques et Paralympiques de 2024 au réseau public de distribution d'électricité.

Compte tenu du nombre de sites dédiés aux jeux Olympiques et Paralympiques 2024, ainsi que de l'arrivée groupée des multiples propositions techniques et financières (« PTF ») sur une courte durée, le délai de validité de trois mois des PTF apparaît insuffisant pour permettre à l'ensemble des acteurs concernés d'accepter les PTF reçues dans le délai imparti.

Dans la mesure où les demandes de raccordement concernent un événement sportif exceptionnel d'ampleur internationale dont l'organisation est prévue par voie législative et réglementaire, le délai de validité de la PTF peut être porté à six mois pour les sites concernés.

Lorsqu'elle est mise en œuvre, cette prolongation de durée de validité doit faire l'objet d'une information publique de la part du gestionnaire de réseaux.

La liste des installations pouvant bénéficier de cette dérogation est limitée et concerne les sites dédiés aux jeux Olympiques et Paralympiques 2024, encadrés par la loi n° 2018-202 du 26 mars 2018 relative à l'organisation des jeux Olympiques et Paralympiques de 2024.

**Délibération portant approbation des modèles de contrat de mandat et de cahiers des charges pour la maîtrise d'ouvrage déléguée du raccordement au réseau public de distribution d'électricité sous la maîtrise d'ouvrage d'Enedis en application de l'article L. 342-2 du code de l'énergie (n° 2019-218 du 26 septembre 2019)**

Cette délibération met en œuvre le nouveau droit, introduit par la loi du 10 août 2018, pour les producteurs et les consommateurs, de réaliser eux-mêmes les ouvrages nécessaires au raccordement de leur site aux réseaux d'électricité. Il leur ouvre notamment la possibilité de recourir aux mêmes prestataires pour réaliser les travaux de leurs installations et de leur raccordement ce qui raccourcira les délais de mise en service et diminuera *in fine* les coûts à leur charge.

En mai 2019, la société Enedis a soumis à l'approbation de la CRE des modèles de contrat de mandat et de cahiers des charges pour la réalisation des travaux de raccordement au réseau public de distribution d'électricité en maîtrise d'ouvrage déléguée (« MOAD »).

En effet, en application des dispositions de l'article L. 342-2 du code de l'énergie et du décret n° 2019-97 du 13 février 2019, la CRE est compétente pour approuver ces modèles. À cet égard, afin de faciliter la mise en œuvre de ce dispositif, la CRE a adopté, le 21 mars 2019, une délibération portant orientations sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des modèles de contrat et de cahiers des charges annexés traitant des conditions de réalisation de la maîtrise d'ouvrage déléguée.

La CRE considère que les documents contractuels proposés par Enedis répondent bien aux exigences du code de l'énergie et aux orientations de la CRE susmentionnées. Ainsi, elle approuve ces modèles de contrat de mandat et de cahiers des charges. Par ailleurs, elle demande au gestionnaire de réseau de faire un retour d'expérience sur la mise en œuvre des modèles approuvés d'ici fin 2020 et proposer, le cas échéant, des évolutions.

### **Délibération portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz (n° 2019-242 du 14 novembre 2019)**

Conformément aux dispositions de l'article L. 453-9 du code de l'énergie, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites définies par décret, permettant de s'assurer de leur pertinence technico-économique. En outre, les articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie encadrent la mise en œuvre du droit à l'injection des installations de biométhane en introduisant plusieurs dispositifs.

Par une délibération du 14 novembre 2019, la CRE décide que la mise en œuvre du droit à l'injection s'articulera autour des étapes suivantes :

- établissement, conjointement par les différents gestionnaires de réseaux et après concertation avec les acteurs locaux sur les volumes à considérer sur la zone, d'un zonage de raccordement qui définit le mode de raccordement le plus pertinent pour la collectivité des futurs projets de la zone, notamment en considérant les renforcements nécessaires sur la zone ;
- détermination, pour chaque nouveau projet faisant une demande d'étude en vue de son raccordement, de ses conditions d'injection ;
- validation par la CRE des investissements de renforcement pour les projets ayant atteint le stade du dépôt de dossier ICPE, puis déclenchement au moment opportun de ces investissements, après avoir fait éventuellement appel à des solutions de flexibilités temporaires.

## **1.5 Interconnexions**

### **Délibération adoptant la décision conjointe relative à la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagas au sujet du projet d'interconnexion gazière STEP (n° 2019-008 du 17 janvier 2019)**

Le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (le « Règlement ») promeut l'interconnexion des réseaux européens, notamment par la mise en place d'un cadre spécifiquement applicable à certains projets, dits d'intérêt commun (« PIC »). En particulier, l'article 12 du Règlement permet aux autorités de régulation nationales saisies par des porteurs de projets de répartir les coûts d'investissement entre les différents opérateurs concernés.

Le projet d'interconnexion entre la France et l'Espagne dénommé « STEP » vise à ajouter une troisième interconnexion gazière à l'est des Pyrénées entre le réseau de transport de gaz naturel espagnol (géré par Enagas) et le réseau de transport de gaz naturel français (géré par Teréga). Le projet a fait l'objet d'une demande d'investissement auprès de la CNMC (autorité de régulation espagnole) et de la CRE, incluant une demande de répartition transfrontalière de ses coûts. L'autorité portugaise, l'ERSE, a également été saisie par les porteurs du projet au titre du bénéficiaire que le Portugal obtiendrait et qui justifierait, selon eux, sa contribution au financement du projet.

Tenant compte du fait que (i) les promoteurs n'ont pas soumis un projet offrant de la capacité d'interconnexion ferme ; (ii) le marché n'a manifesté aucun intérêt commercial pour de nouvelles capacités d'interconnexion ; (iii) la capacité actuelle d'interconnexion entre la France et l'Espagne n'est pas saturée ; (iv) le coût du projet est élevé par rapport aux moyennes européennes ; (v) le projet ne garantit pas l'alignement des prix entre les marchés gaziers en France et en Espagne et (vi) l'analyse coût-bénéfice du projet ne montre pas clairement que les bénéfices l'emportent sur les coûts dans les scénarios les plus crédibles, la CRE et la CNMC ont, par décision commune, considéré que le projet présenté par les opérateurs Teréga et Enagas, ne répondait pas aux besoins du marché et ne présentait pas une maturité suffisante pour faire l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts. La CRE et la CNMC ont ainsi décidé de rejeter la demande d'investissement.



**Délibération adoptant la décision de réexamen de la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Celtic (n° 2019-022 du 10 octobre 2019)**

Le 2 octobre 2019, la Commission européenne a annoncé l'attribution d'une subvention de 530,7 M€ provenant du Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (« MIE ») au projet d'interconnexion électrique « Celtic Interconnector », reliant la France à l'Irlande.

Le projet Celtic, déclaré projet d'intérêt commun par la Commission européenne depuis 2013, sera la première interconnexion entre les deux pays, reliant Knockraha en Irlande à La Martyre en France. D'une capacité de 700 MW, ce projet représente un investissement estimé à 930 M€ et devrait être mis en service en 2026.

Dans le contexte des discussions sur le Brexit, le projet Celtic établira un lien direct entre l'Irlande et le marché intérieur européen de l'énergie. Il contribuera en outre au développement des énergies renouvelables et aura de nombreuses retombées positives en termes de sécurité d'approvisionnement et d'intégration des marchés pour les deux pays et l'Union européenne dans son ensemble.

Cette subvention couvrira près de 60 % des coûts d'investissements. Cette aide financière souligne l'importance du projet pour l'Union européenne. Elle sera partagée de manière similaire aux coûts d'investissements estimés du projet (soit 35 % pour RTE, et 65 % pour Eirgrid).

La CRE et la Commission for Regulation of Utilities (CRU) ont donc confirmé leur soutien au projet en adoptant le 10 octobre 2019 une décision conjointe confirmant la répartition des coûts décidée le 25 avril 2019, à savoir 35 % pour RTE et 65 % pour Eirgrid. Les éventuels surcoûts du projet seront supportés à parts égales entre Eirgrid et RTE.

Par ailleurs, la CRU et la CRE conviennent de consulter les parties au projet et de revoir leur décision afin de réexaminer l'opportunité d'investir dans le projet et/ou la décision de répartition transfrontalière dans l'hypothèse où le coût des principaux contrats de fourniture ou les coûts totaux du projet viendraient à dépasser les coûts estimés (au-delà de 20 % de l'évaluation initiale).

**Délibération portant approbation de l'évolution des règles d'accès à IFA/IFA 2 en cas de maintien ou de sortie de la Grande-Bretagne du couplage unique de marché journalier (n° 2019-227 du 17 octobre 2019)****Délibération portant approbation de l'évolution des règles d'accès à l'interconnexion ElecLink en cas de maintien ou de sortie de la Grande-Bretagne du couplage unique de marché journalier (n° 2019-226 du 17 octobre 2019)**

Dans deux délibérations du 17 octobre 2019, la CRE approuve les évolutions des règles d'accès aux interconnexions entre la France et l'Angleterre (ElecLink et IFA/IFA 2) en précisant notamment le cadre applicable à ces lignes en cas de retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne provoquant une sortie de la Grande-Bretagne du couplage unique de marché journalier (« *hard Brexit* »).

S'agissant de l'interconnexion IFA/IFA 2, la CRE considère que les règles d'accès proposées par RTE en cas de maintien ou de sortie de la Grande-Bretagne dans la zone de couplage unique de marché journalier visent principalement à refléter le transfert de l'allocation explicite des capacités aux différentes échéances vers la plateforme d'allocation « *Joint Allocation Office* » au 1<sup>er</sup> décembre 2019. Elles introduisent par ailleurs des évolutions plus mineures relatives à la configuration des enchères infra journalières et à la base de compensations en cas de réduction des capacités.

La CRE estime que les évolutions proposées par RTE sont justifiées et cohérentes. En conséquence, la CRE approuve les deux jeux de règles d'accès à IFA/IFA 2 : le premier applicable en cas de maintien de la Grande-Bretagne dans le couplage unique de marché journalier, le second applicable en cas de sortie de la Grande-Bretagne dudit couplage.

S'agissant de l'interconnexion ElecLink, la CRE souligne que l'évolution des règles vise principalement à s'aligner sur celles des règles d'accès à IFA/IFA 2 et à doter ElecLink d'un ensemble de règles permettant l'utilisation de l'interconnexion ElecLink, y compris dans le cas où la Grande-Bretagne viendrait à être découplée du marché journalier unique européen.

La CRE considère que les propositions d'ElecLink sont justifiées et cohérentes avec les règles d'accès à IFA/IFA 2. En conséquence, elle approuve les deux jeux de règles d'accès à l'interconnexion ElecLink applicables soit en cas de maintien soit en cas de sortie de la Grande-Bretagne du couplage unique.

## 1.6. Zones non interconnectées

### **Délibération portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion (n° 2019-006 du 17 janvier 2019)**

Dans cette délibération, la CRE détermine, pour chacun des territoires, l'aide maximale financée par les charges de service public de l'énergie pour une action donnée.

Les contrats conclus entre les fournisseurs historiques et les porteurs de projet pour le déploiement des différentes actions de MDE devront s'inscrire dans ces cadres de compensation. La CRE sera saisie de ces projets de contrats et évaluera la compensation associée.

À partir des objectifs définis par les comités MDE, 309 actions « standard » ont été retenues par la CRE sur l'ensemble de ces territoires. Ces actions représentent 534,3 M€ de charges brutes de service public de l'énergie (« SPE ») sur les cinq prochaines années et engendreront des économies nettes pour les charges de SPE de 1 662,9 M€ sur leur durée de vie. L'accent est mis sur les clients en situation de précarité : 35 % des aides leur sont destinés.

Une fois l'ensemble des actions mises en œuvre, les économies d'énergie générées sur l'ensemble des territoires sont estimées à 880 GWh/an, soit 10 % de leur consommation d'électricité en 2017. Cela permettra une réduction des émissions de gaz à effet de serre de plus de 570 000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par an, soit une baisse d'environ 8 % des émissions liées à la production d'électricité dans ces territoires.

### **Délibération portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé à Mayotte dans le cadre du guichet d'avril 2019 (n° 2019-230 du 17 octobre 2019)**

À l'issue de l'appel à projets de stockage centralisé organisé sur le territoire de Mayotte, la CRE a retenu, parmi les dix-sept dossiers déposés, deux projets pour une puissance totale d'environ 11 MW.

La CRE relève que ces projets faciliteront le développement des énergies renouvelables sur ce territoire réduisant ainsi les émissions de CO<sub>2</sub> du parc thermique de 6 100 tonnes par an.

Ces projets, dont le financement engendrera des charges de service public de l'électricité de l'ordre de 33 M€, permettront d'éviter, d'après les estimations de la CRE, des surcoûts de production de 72 M€, soit une économie de charge de 39 M€ sur les vingt-cinq années à venir.

Ces projets faciliteront le développement des énergies renouvelables, ils joueront un rôle prépondérant pour assurer la qualité d'alimentation du système mahorais. Ils permettront de stocker l'électricité pendant les périodes de fort ensoleillement pour la restituer aux pointes de consommation, le soir, par exemple. Ils apporteront ainsi des solutions techniques au système électrique de Mayotte dont le dimensionnement est plus limité que dans la plupart des ZNI.

## 2 SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2019 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU COLLÈGE

### 2.1 Tarifs

#### **Décision du Conseil d'État validant le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel fixé par la CRE (Conseil d'État, 18 mars 2019, n° 411580)**

Le Conseil d'État a été saisi par la société Eni S.p.A. d'une demande d'annulation de la délibération du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, devenu Téréga, en tant qu'elle fixe les tarifs des points d'entrée et de sortie du réseau principal de transport de gaz. Le Conseil d'État rejette tout d'abord le moyen selon lequel la CRE n'aurait pas tenu compte des orientations de politique énergétique formulées par le ministre chargé de l'économie, ce dernier n'en ayant pas formulées sur les points en débat. Seules les orientations du ministre chargé de l'énergie devaient, ainsi qu'elle l'a fait, être prises en compte par la CRE.

Sur le fond, le Conseil d'État relève que la CRE n'a pas méconnu le principe de tarification distincte des points d'entrée et de sortie, « *dès lors qu'à chacun des points d'entrée et de sortie du réseau principal correspond un tarif qui lui est propre et ne dépend pas des flux contractuels.* »

Le Conseil d'État juge également que la CRE n'a pas méconnu son obligation d'assurer un accès non discriminatoire au réseau de transport. En effet, l'hypothèse retenue par la CRE d'un seul point d'entrée du gaz au PIR de Dunkerque « *permet de tenir compte de l'utilisation effective des infrastructures du réseau par chaque catégorie d'expéditeurs, le PIR de Dunkerque constituant, dans les faits, le point d'entrée du gaz sur le réseau principal pour l'usage de transit.* ». L'évolution dissymétrique des termes tarifaires ne soulève pas davantage de difficultés, les coûts unitaires moyens de transport résultant du niveau des tarifs étant « *équivalents pour chacun des usages du réseau.* »

#### **Décision du Conseil constitutionnel déclarant les dispositions de la loi hydrocarbures relatives à la prestation de gestion de clientèle en contrat unique conformes à la Constitution (Conseil constitutionnel, 19 avril 2019, req. n° 2019-776 QPC)**

Le 1<sup>er</sup> alinéa du II de l'article 13 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, dite loi « hydrocarbures », prévoit que : « *Sous réserve des décisions de justice passées en force de chose jugée, sont validées les conventions relatives à l'accès aux réseaux conclues entre les gestionnaires de réseaux de distribution mentionnés à l'article L. 111-52 du code de l'énergie et les fournisseurs d'électricité, en tant qu'elles seraient contestées par le moyen tiré de ce qu'elles imposent aux fournisseurs la gestion de clientèle pour le compte des gestionnaires de réseaux ou laissent à la charge des fournisseurs tout ou partie des coûts supportés par eux pour la gestion de clientèle effectuée pour le compte des gestionnaires de réseaux antérieurement à l'entrée en vigueur de la présente loi.* »

Cette disposition, qui a son pendant en gaz naturel au III du même article, a fait l'objet d'une question prioritaire de constitutionnalité (« QPC ») posée par la société Engie dans le cadre d'un litige l'opposant à la société Enedis devant le tribunal de commerce de Paris.

Par une décision du 19 avril 2019, le Conseil constitutionnel déclare la disposition contestée conforme à la Constitution dans la mesure où elle est justifiée par un motif impérieux d'intérêt général, « *eu égard aux conséquences financières susceptibles de résulter des litiges visés par la validation et à leur répercussion sur le coût de l'électricité acquitté par l'ensemble des consommateurs.* ». Il rappelle par ailleurs que le fournisseur doit assurer, pour le compte du gestionnaire de réseau public de distribution, la gestion des relations de clientèle de ce dernier avec le consommateur.

**Décision du Conseil d'État rejetant les requêtes en référé dirigées contre les décisions ministérielles du 28 mai 2019 fixant les TRV d'électricité (Conseil d'État, Juge des référés, 12 juillet 2019, n° 431906)**

Les associations Union fédérale des consommateurs – Que Choisir (« UFC-Que Choisir ») et Consommation, Logement et Cadre de Vie (« CLCV ») ont demandé au juge des référés du Conseil d'État la suspension de l'exécution des décisions du 28 mai 2019 par lesquelles le ministre chargé de l'énergie et le ministre de l'économie ont fixé les tarifs réglementés (« TRV ») d'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale, aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental et les tarifs de cession d'électricité aux entreprises locales de distribution. Les requérantes sollicitaient également la suspension de l'exécution des décisions implicites par lesquelles les mêmes ministres ont approuvé les propositions de tarifs résultant de la délibération de la CRE du 7 février 2019.

En l'espèce, les requérantes faisaient valoir que la hausse des TRV représentait une augmentation moyenne de la facture d'électricité des consommateurs de 85 euros par an, qui n'était compensée par aucune mesure d'aide adéquate en faveur des ménages en situation de précarité.

Or la CRE a établi que cette augmentation était comprise entre 27,70 euros, pour les clients résidentiels ayant souscrit l'option tarifaire de base avec une puissance de 6 kVA et une consommation de 3 500 kWh, et 90,90 euros pour les clients résidentiels ayant souscrit l'option tarifaire « heures pleines/heures creuses » avec une puissance de 9 kVA et une consommation de 8 500 kWh. Par ailleurs, le ministre de l'économie a fait valoir que cette hausse des tarifs était compensée, pour les ménages les plus modestes, par une revalorisation à hauteur de 50 euros du montant du chèque énergie à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019.

Le Conseil d'État en conclut que l'augmentation des TRV ne permet pas de caractériser « une atteinte suffisamment grave et immédiate aux intérêts des consommateurs ». Il rejette en conséquence les requêtes, considérant que la condition d'urgence n'est pas remplie.

**Décision du Conseil d'État rejetant les recours formés contre les arrêtés fixant les TRV d'électricité pour 2018 (Conseil d'État, 6 novembre 2019, nos 424573, 424576, 424586, 424589, 424590)**

Ces recours de la société Engie et de l'Association des opérateurs détaillant en énergie (« ANODE ») étaient dirigés contre les décisions du 27 juillet 2018 du ministre de la transition écologique et solidaire et du ministre de l'économie et des finances fixant les tarifs réglementés de vente d'électricité (« TRVE ») applicables aux consommateurs résidentiels et non résidentiels en France métropolitaine continentale ainsi que les tarifs « jaunes » et « verts » à compter du 1<sup>er</sup> août 2018.

Sur le fond, le juge valide la méthodologie suivie par la CRE pour élaborer les tarifs. Il rappelle à cet égard que, si les TRVE doivent être contestables, ils n'ont cependant pas à couvrir les coûts effectivement exposés par l'ensemble des fournisseurs présents sur le marché, lesquels varient notamment en fonction de la nature des offres proposées et de l'efficacité de ces opérateurs.

Le juge précise qu'il revient à la CRE d'engager une révision tarifaire lorsqu'elle constate par exemple une évolution du prix des capacités qui pourrait créer un écart significatif entre les tarifs qu'elle a fixés et le coût de fourniture des offres de marché, de nature à faire obstacle à l'exercice d'une concurrence tarifaire effective sur le marché de détail de l'électricité, ou encore lorsque le « plafond ARENH » a été atteint.

Par ailleurs, dans la lignée de sa décision d'Assemblée du 18 mai 2018 (n° 413688), le Conseil d'État confirme que, compte tenu des exigences issues du droit de l'Union européenne, le champ d'application des TRVE doit être limité aux seuls consommateurs domestiques et à ceux ayant un profil similaire (tels que les artisans, commerçants et professions libérales). Il annule donc la définition de la « grande entreprise » retenue dans les décisions en litige, ainsi que les dispositions qui permettraient aux sites non résidentiels appartenant aux grandes entreprises de continuer à bénéficier de ces tarifs réglementés.

**Décision du Conseil d'État rejetant le recours formé contre les arrêtés fixant les TRV d'électricité pour l'année 2019 (Conseil d'État, 6 novembre 2019, n° 431902)**

Le 6 novembre 2019, le Conseil d'État a rejeté le recours formé par les associations UFC Que Choisir et Consommation logement et cadre de vie (« CLCV ») contre les TRVE applicables à compter du 1<sup>er</sup> juin 2019 aux consommateurs résidentiels et non résidentiels en France métropolitaine continentale, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental et les tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution.

Le juge valide le fait de prévoir que les TRVE sont fixés en tenant compte de l'atteinte du « plafond d'ARENH » et il approuve la manière dont la CRE l'a effectivement pris en compte. En effet, les demandes d'électricité nucléaire historique présentées au titre de l'année 2019, soit 132,98 TWh, excédaient le plafond fixé par la loi. La CRE a par conséquent été amenée à répartir le volume d'ARENH de 100 TWh au prorata des demandes des fournisseurs, ces derniers se voyant attribuer 75,2 % de la quantité qu'ils avaient demandée.

Cette situation a dû être prise en compte pour élaborer les TRVE puisqu'il a alors fallu tenir compte du fait que les fournisseurs alternatifs, dont la demande d'ARENH n'a été que partiellement satisfaite, ont dû compléter leur approvisionnement sur les marchés de gros à un prix sensiblement plus élevé que celui de l'ARENH (environ 59 €/MWh en décembre 2018). C'est cette prise en compte, dans l'élaboration des TRVE, d'un complément d'approvisionnement sur le marché destiné à compenser l'écrêtement des droits d'ARENH que le juge a validé. Le juge rappelle par ailleurs que l'existence même des TRVE est justifiée par un objectif de stabilité des prix mais qu'un tel objectif ne saurait faire obstacle à la fixation des tarifs au niveau permettant de garantir leur constatabilité.

## 2.2 CSPE

**Décision du Conseil d'État rejetant le recours en révision formé par la société Messer France à l'encontre de la décision du Conseil d'État jugeant que seule une fraction minimale de la CSPE acquittée pouvait être restituée (Conseil d'État, 10 juillet 2019, n° 427656)**

Par une décision en date du 3 décembre 2018 (n° 399115), le Conseil d'État a jugé que seule une fraction minimale de la CPSE acquittée pouvait être restituée à la requérante et que les recettes de la CSPE étaient prioritairement affectées à des finalités spécifiques. En conséquence, le Conseil d'État n'a que partiellement fait droit aux conclusions indemnitaires de la société Messer France en condamnant l'État à lui verser une somme de 4 430 euros au titre du remboursement partiel de la CSPE acquittée pour l'année 2009.

La société Messer France a sollicité la révision de cet arrêt, au motif que le Conseil d'État n'aurait que partiellement fait droit à sa demande, faute pour elle d'avoir pu produire une pièce décisive qui aurait été retenue par l'administration. L'administration aurait retenu une pièce comportant des données relatives à la répartition du produit de la CSPE entre les charges correspondant aux finalités spécifiques environnementales et celles correspondant aux finalités non spécifiques.

Par une décision rendue le 10 juillet 2019, le Conseil d'État rejette le recours en révision formé par la société Messer France, estimant que la discussion relative à la méthode de calcul de la fraction restituable de la CSPE a bien eu lieu devant le juge et que la circonstance que ce dernier n'ait pas retenu la méthode promue par la requérante n'est pas due à la rétention par l'administration d'une pièce qui l'aurait empêché de statuer en toute connaissance de cause.

Le Conseil d'État rejette également les conclusions reconventionnelles de la CRE tendant à la condamnation de la société Messer France à lui verser des dommages et intérêts ou à payer une amende pour recours abusif, au motif qu'il ne ressort pas du dossier que le recours en révision aurait été exclusivement formé dans un but dilatoire.

## 3 SYNTHÈSES DES DÉCISIONS DU CORDIS EN 2019

### 3.1 Décisions de règlement de différend

#### 3.1.1 Accès au réseau de distribution

##### **Obligation de documentation à la charge du gestionnaire du réseau de distribution en cas d'opposition au raccordement définitif de l'installation au réseau de distribution d'électricité décidée par l'autorité administrative compétente (CoRDIS, n° 01-38-18, M. W. c. Sté Enedis, 15 juillet 2019)**

Le comité a été saisi par M. W. d'une demande de règlement du différend qui l'oppose à la société Enedis, relatif à la non-exécution de la convention de raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution d'électricité.

En l'espèce, la société Enedis n'avait pas fait droit à la demande de raccordement de l'installation de M. W., au motif qu'elle avait reçu une décision d'opposition de la mairie au raccordement en cause.

Dans sa décision du 15 juillet 2019, le comité rejette les demandes d'injonction de procéder au raccordement définitif de l'installation « indéterminée » présentées par Monsieur W. à l'encontre de la société Enedis.

S'agissant du refus de la société Enedis de procéder au raccordement définitif de l'installation, le comité estime que « *lorsque le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité a été informé d'une décision administrative d'opposition au raccordement définitif de l'installation, il ne peut en tenir compte que dans la mesure où il la verse à son dossier, afin qu'il soit en mesure, le cas échéant, de documenter ce refus auprès du demandeur du raccordement* ».

En outre, le comité rappelle qu'il doit être mis à même, en particulier par le demandeur, de régler le différend qui lui est soumis. En l'espèce, au cours de l'instruction, aucune des parties n'a été en mesure de donner des indications permettant de déterminer la nature ainsi que l'usage de l'installation pour laquelle un raccordement avait été demandé.

##### **L'obstacle à la réalisation de travaux de raccordement qui résulte d'une opposition de l'utilisateur à l'installation de compteurs évolués ne constitue pas un refus d'accès au réseau public de distribution d'électricité (CoRDIS, n° 03-38-19, Mme L. c. Sté Enedis, 5 septembre 2019)**

Mme L. a demandé au CoRDIS de se prononcer sur le bien-fondé de projets de conventions de servitudes présentés par la société Enedis aux fins de procéder à des travaux de raccordement. Dans le cadre de ce différend, Mme L. faisait notamment valoir qu'elle n'était pas tenue d'accepter la pose de compteurs électriques évolués.

Dans sa décision du 5 septembre 2019, le CoRDIS relève en premier lieu que les parties ont signé des conventions de servitude modifiées dans le courant du mois de juillet 2019. Il en conclut que la demande présentée par Mme L. en ce qui concerne ces conventions de servitude a perdu son objet en cours d'instance et qu'il n'y a pas lieu d'y statuer.

S'agissant de l'installation de dispositifs de comptage évolués, le CoRDIS constate que dans la mesure où les dispositifs en cause sont conformes aux caractéristiques techniques prévues par la réglementation en vigueur, la procédure de raccordement poursuivie par la société Enedis n'est pas entachée d'irrégularité. Il ajoute que, si le refus de la requérante d'accepter l'installation de ces dispositifs est susceptible de faire obstacle à la réalisation des travaux de raccordement au réseau de distribution de l'électricité, cet obstacle ne constitue pas un refus d'accès au réseau public de distribution d'électricité au sens de l'article L. 134-19 du code de l'énergie, justifiant la compétence du comité.

**Opération de raccordement de référence : la norme NF C 14-100<sup>126</sup> n'est plus d'application obligatoire (CoRDiS, n° 05-38-19, Sté Elec'chantier 33 c. Sté Enedis, 8 octobre 2019)**

Le CoRDiS a été saisi d'une demande de règlement de différend relative à la solution technique de raccordement d'une maison située sur un terrain enclavé.

S'agissant de la coupure de l'alimentation provisoire qui avait été réalisée par le GRD, le CoRDiS estime qu'un raccordement à caractère provisoire ne saurait servir à l'alimentation d'une installation définitive sans attestation CONSUEL.

S'agissant de la détermination de l'opération de raccordement de référence et de l'information du demandeur, le CoRDiS rappelle tout d'abord que la norme qui définit les modalités techniques de raccordement des installations de consommation dénommée NF C 14-100 n'est plus d'application obligatoire depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté du 3 août 2016.

Le comité enjoint par conséquent à la société Enedis d'établir une nouvelle opération de raccordement de référence et, en tant que de besoin, une opération de raccordement alternative, qui ne soit pas fondée sur le seul critère d'une application de la norme NF C 14-100.

**Précisions relatives aux procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de distribution d'électricité (CoRDiS, 03-38-18, Sté EDS CAY c. Sté Enedis, 15 novembre 2019)**

Le comité estime que le GRD était autorisé, en l'absence de textes législatifs ou réglementaires spécifiques, à compléter ses procédures, dans le respect de la réglementation en vigueur, aux fins d'assurer ses obligations de service public et pour garantir l'accès aux réseaux dans les conditions fixées à l'article L. 322-8 du code de l'énergie.

En l'espèce, le GRD a précisé le délai à l'issue duquel une demande de raccordement est sortie de la file d'attente. Ce délai maximal de deux ans entre la date de mise à disposition des ouvrages de raccordement et la date de demande de la mise en service vise à garantir la bonne gestion des demandes de raccordement enregistrées dans la file d'attente. Passer ce délai, la demande de raccordement est sortie de la file d'attente.

Par ailleurs, le principe de bonne administration doit conduire le GRD à accepter que le demandeur puisse se prévaloir de certaines pièces déjà en sa possession à l'occasion d'une nouvelle demande de raccordement, dans la mesure où « *le demandeur fait valoir explicitement les avoir déjà communiquées, que celles-ci sont récentes, qu'elles ne nécessitent aucune actualisation au regard de l'évolution de l'installation et que leur validité est confirmée par le demandeur au regard des exigences de la procédure et, notamment, qu'elles ne relèvent pas des documents techniques exigés au regard de la réglementation relative à l'électricité.* » Toutefois la sortie de la file d'attente, intervenant à l'issue du délai de deux ans, met fin à cette possibilité pour le demandeur.

**Une collectivité peut obtenir des informations supplémentaires du GRD pour une meilleure compréhension des coûts de son raccordement (CoRDiS, n° 08-38-19, Communauté d'Agglomération Châteauroux Métropole c. Sté Enedis, 19 décembre 2019)**

La Communauté d'Agglomération Châteauroux Métropole (« CACM ») avait saisi le CoRDiS d'une demande de règlement de différend portant sur le contenu de la proposition technique et financière adressée par la société Enedis à la CACM à la suite d'une demande de raccordement d'une zone d'aménagement concerté.

Après avoir qualifié les travaux objet du différend de travaux d'extension et non de renforcement comme le soulevait la collectivité, le comité a estimé que le GRD avait transmis un devis suffisamment détaillé au regard de ses obligations de transparence. Toutefois, le CoRDiS considère qu'il est légitime qu'une collectivité territoriale, auteur de la demande de raccordement, puisse échanger avec le GRD pour une meilleure compréhension des différents postes de coûts qui lui seront facturés, afin d'assurer notamment une « *meilleure maîtrise de l'emploi des deniers publics* », sans que ce motif ne relève de la mise en œuvre des règles de transparence gouvernant l'accès au réseau. Les parties pourront définir un cadre approprié de confidentialité préalablement à leurs éventuels échanges.

126. La norme NF C 14-100 a pour objet de définir les conditions techniques applicables aux raccordements des installations de consommation au réseau public de distribution d'électricité par le gestionnaire de réseau (elle détermine par exemple l'emplacement du coupe-circuit principal, la longueur de la dérivation ou encore les conditions du tracé du branchement).



### 3.1.2 Prestations de gestion de clientèle en contrat unique

#### **Prestations de gestion de clientèle en contrat unique : absence de rémunération pour le passé (CoRDiS, n° 07-38-17, Sté Eni Gas & Power c. Sté GRDF, 1<sup>er</sup> juillet 2019)**

La société Eni a saisi le CoRDiS d'une demande de règlement de différend relative à la rémunération pour le passé des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte de la société GRDF (« commissionnement gaz »). En substance, la société Eni demandait principalement au comité de constater que l'arrêt rendu par la cour d'appel de Paris le 2 juin 2016 était revêtu de la force de chose jugée et d'enjoindre à la société GRDF de lui verser, au titre du commissionnement pour la période échue depuis la signature du contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel jusqu'à la date de l'arrêt de la cour d'appel de Paris, la somme de 99 767 513,08 euros sauf à parfaire et hors intérêts.

La société GRDF faisait valoir en défense, que l'action de la société Eni était prescrite et, en tout état de cause, que l'action était irrecevable sur le fondement de l'article L. 453-2-1 III du code de l'énergie qui a validé les contrats d'accès aux réseaux de distribution de gaz conclus entre les fournisseurs et les distributeurs de gaz pour le passé. Dans sa décision, le CoRDiS estime que l'action de la société Eni n'est pas prescrite mais rejette ses demandes tendant à obtenir une rémunération pour le passé. Le CoRDiS considère plus précisément que la prescription de l'action n'est pas acquise, dès lors que l'arrêt de la cour d'appel de Paris du 2 juin 2016 constitue le fait générateur permettant à la société Eni d'avoir connaissance de son droit d'agir aux fins d'obtenir une rémunération auprès de la société GRDF au titre des prestations de gestion de clientèle qu'elle a accomplies pour son compte par le passé. Toutefois, le CoRDiS estime que la demande de la société Eni se heurte aux dispositions de l'article L. 453-2-1 III du code de l'énergie, qui font obstacle à sa demande de rémunération pour le passé, antérieurement à l'arrêt du 2 juin 2016. À cet égard, le CoRDiS rappelle que l'arrêt de la cour d'appel de Paris ne revêt aucune force de chose jugée s'agissant de la rémunération d'Eni pour le commissionnement au titre du passé.

### 3.1.3 Précisions sur la compétence du comité et les règles de procédure applicables devant lui

#### **Incompétence du CoRDiS pour se prononcer sur la date de complétude du dossier de demande de raccordement pour conclure un contrat d'obligation d'achat (CoRDiS, n° 07-38-18, Association Les Jardins du Comminges c. Sté Enedis, 16 septembre 2019 – CoRDiS, n° 08-38-18, M. C. c. Sté Enedis, 16 septembre 2019)**

Le CoRDiS a été saisi de deux demandes relatives à la détermination de la date de complétude de demandes de raccordement d'une installation de production d'énergie photovoltaïque pour conclure un contrat d'obligation d'achat.

Après avoir constaté que les différends opposant l'association Les Jardins du Comminges et M. C. à la société Enedis étaient devenus sans objet du fait de la signature des avenants aux contrats de raccordement initiaux à la suite des demandes d'augmentation de puissance d'installations de production d'énergie photovoltaïque, le CoRDiS estime qu'il n'est pas compétent pour statuer sur les différends qu'ils lui sont soumis dès lors que « [l]es demandes ont pour seul finalité de reporter la date [de complétude du dossier de demande de raccordement] prise en compte pour la fixation du tarif d'achat par EDF Obligation d'achat. Ainsi le[s] présent[s] différend[s], dont l'objet porte précisément sur la conclusion d'un contrat d'achat d'électricité, [ne sont] pas relatif[s] à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics, ni à un désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats mentionnés à l'article L. 134-19 du code de l'énergie. ».

#### **Incompétence du CoRDiS sur l'avis rendu par le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité dans le cadre de l'instruction d'une demande de permis de construire (CoRDiS, n° 01-38-19, M. Alexandre C. c. Sté Enedis, 16 septembre 2019)**

M. Alexandre C. a demandé au CoRDiS de se prononcer sur la validité de l'avis rendu par la société Enedis à une commune dans le cadre de l'instruction de sa demande de permis de construire pour la réalisation d'une maison à usage d'habitation et par lequel le GRD avait conclu à la nécessité de réaliser une extension du réseau de distribution d'électricité.

Après avoir relevé que l'avis en litige a été émis par la société Enedis afin d'éclairer l'autorité administrative sur les travaux qui s'avèreraient nécessaires pour procéder au raccordement de la construction projetée au réseau public de distribution d'électricité, le CoRDiS estime que cet avis, rendu dans le seul cadre de l'instruction d'une demande d'autorisation d'urbanisme, est un acte préparatoire. Il constate en outre qu'en l'espèce, le demandeur n'a présenté aucune demande de raccordement et que la société Enedis ne lui a, par conséquent, pas opposé de refus d'accès au réseau. Le CoRDiS en conclut que la demande présentée par M. Alexandre C. « *n'est pas relative à un différend portant sur l'accès aux réseaux ou à leur utilisation au sens des dispositions précitées de l'article L. 134-19 du code de l'énergie.* ».

**Compétence du CoRDiS pour se prononcer sur l'interprétation d'un des contrats énumérés à l'article L. 134-19 du code de l'énergie, seulement dans la mesure où une telle demande s'inscrit dans le cadre d'un litige portant sur l'accès aux réseaux ou à leur utilisation (CoRDiS, n° 04-38-19, Sté GRTgaz c. Sté Engie, 23 septembre 2019)**

Saisi par la société GRTgaz d'une demande de règlement d'un différend relatif à l'existence d'un éventuel déséquilibre contractuel significatif du contrat d'acheminement de gaz naturel conclu avec la société Engie, le comité estime que la compétence d'interprétation des contrats qu'il tire de l'article L. 134-19 du code de l'énergie doit s'entendre « *comme l'opération visant à dégager le sens exact d'une ou plusieurs clauses du contrat dont la conclusion ou l'exécution fonde le différend ainsi que d'en déterminer la portée* ». Cette compétence a pour but selon le CoRDiS de « *préciser les conditions d'ordre technique et financier dans lesquelles l'accès aux dits réseaux, ouvrages et installations, ou leur utilisation sont assurés et de régler ainsi le différend dont il est saisi* ».

En l'absence d'un différend relatif à l'accès aux réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation, les demandes de la société GRTgaz sont rejetées.

**Compétence du CoRDiS pour connaître d'un différend entre un utilisateur du réseau et une autorité organisatrice de la distribution d'électricité (CoRDiS, n° 06-38-19, SCI L'Atelier c. Sté Enedis et SYDER, 8 octobre 2019)**

Le CoRDiS a été saisi d'une demande de règlement de différend relatif à la solution technique de raccordement d'un lotissement industriel entre la SCI L'Atelier et la société Enedis et le Syndicat départemental d'énergie du Rhône (« SYDER »).

Le CoRDiS rappelle qu'en vertu de la loi et du cahier des charges de concession ou des règlements de service des régies, une autorité organisatrice de la distribution d'électricité (« AODE »), comme le SYDER, peut choisir de déléguer ses missions de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité ou de conserver la compétence d'exécution d'une partie des compétences qui peuvent faire l'objet de la délégation. Dans le cas où l'AODE conserverait ses compétences qui pourraient relever de l'activité du GRD, le comité estime qu'elle doit être regardée, au sens et pour l'application de l'article L. 134-19 du code de l'énergie, comme agissant en qualité de GRD. Le comité se déclare donc compétent pour connaître d'une demande de règlement de différend entre un utilisateur du réseau et une AODE.

S'agissant de la détermination de l'opération de raccordement de référence, le CoRDiS constate qu'aucun document transmis par la société Enedis et le SYDER n'était de nature à pallier une carence d'informations permettant de justifier le choix de la solution technique retenue, qui était contestée par la demanderesse. En outre, le comité estime que la société Enedis et le SYDER n'ont pas respecté leur obligation d'information et de transparence vis-à-vis du demandeur dans l'élaboration de la proposition technique et financière.

**Les règles de prescription issues du code civil sont invocables devant le CoRDiS (CoRDiS, n°s 05-38-18 et 06-38-18, Stés Energies Nouvelles Investissements et JLT Invest c. Sté SRD, 4 décembre 2019)**

Plusieurs sociétés productrices d'électricité ont saisi le CoRDiS de demandes de règlement de différends relatives à la validité de certaines stipulations des conventions de raccordement qu'elles ont conclues avec un GRD.

Statuant sur ces demandes, le comité rappelle que les règles générales de prescription prévues à l'article 2224 du code civil, qui dispose que « *Les actions personnelles ou mobilières se prescrivent par cinq ans à compter du jour où le titulaire d'un droit a connu ou aurait dû connaître les faits lui permettant de l'exercer* », sont invocables devant lui dans le cadre d'une demande de règlement de différend visant à contester la validité de certaines stipulations contractuelles.

En l'espèce, le comité a été saisi plus de cinq ans après la publication des règles tarifaires dont les sociétés demanderesse sollicitaient l'application et qui constituent le point de départ du délai de prescription. Le comité souligne en outre que les lettres de mise en demeure adressées avant l'expiration de ce délai par les demanderesse au GRD mis en cause ne peuvent être regardées comme des actes interruptifs de la prescription. La fin de non-recevoir opposée en défense par le GRD est donc accueillie par le comité, qui rejette les demandes.

### 3.1.4 Quote-part des ouvrages mutualisés en application du S3REnR

#### **Confirmation de la pratique décisionnelle du comité relative aux conditions d'application de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du S3REnR (CoRDIS, n° 02-38-19, Sté Pays de Montmédy Solaire 7 c. Sté RTE, 29 octobre 2019)**

Le comité a été saisi par la société Pays de Montmédy 7 d'une demande de règlement du différend qui l'oppose à la société RTE et relatif, dans le cadre du raccordement d'un poste de transformation privé au réseau public de transport d'électricité, au paiement de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« S3REnR ») de la région Lorraine.

Le comité constate que le poste de transformation dont il est demandé le raccordement ne constitue ni un poste du réseau public de transport, ni un poste de transformation entre le réseau public de distribution et le réseau public de transport au sens de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, et n'entre ainsi pas dans le périmètre de mutualisation du S3REnR de la région Lorraine. Le coût du poste privé n'est pas pris en charge au titre de la quote-part, qui ne couvre que le coût des ouvrages de raccordement créés en application du S3REnR et définis au sein du périmètre de mutualisation, mais est supporté intégralement par la société Pays de Montmédy Solaire 7.

Rappelant sa décision n° 19-38-16 en date du 19 juillet 2017 sur le différend qui opposait la société Volkswind France à la société RTE, le comité en conclut que l'installation de production ne s'inscrit pas dans le S3REnR de la région Lorraine. Il en conclut que « *si la société Pays de Montmédy Solaire 7 doit payer la contribution due en raison de son raccordement au titre du premier alinéa de l'article L. 342-1 du code de l'énergie, elle n'est pas redevable de la contribution au titre des ouvrages propres et de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du schéma S3REnR qui seraient dues si son raccordement relevait du deuxième alinéa du même article.* »

La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a modifié les dispositions de l'article L. 342-1, qui prévoient désormais que, par principe, les installations de production à partir de sources d'énergie renouvelable s'inscrivent dans le S3REnR et que sont précisés par voie réglementaire les cas d'exonération.

#### **Précision relative aux conditions d'application de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du S3REnR : l'appel à projets de l'ADEME lancé dans le cadre du programme d'investissements d'avenir ne relève pas des exceptions qui font obstacle au paiement de la quote-part (CoRDIS, n° 07-38-19, Sté Eolmed c. Sté RTE, 28 novembre 2019)**

Le comité estime que les installations issues des appels à projets de l'ADEME ne peuvent être regardées comme des installations dont les conditions de raccordement sont fixées par une procédure de mise en concurrence mentionnée au troisième alinéa de l'article D. 321-10 du code de l'énergie, qui prévoit que de telles installations ne s'inscrivent pas dans le S3REnR.

Le comité constate, en l'espèce, que l'installation de ferme pilote d'éoliennes flottantes de la société Eolmed sera raccordée à un poste du réseau public de transport appartenant au périmètre de mutualisation du S3REnR de la région Languedoc-Roussillon et que des capacités y ont été réservées pour son projet. Le comité en conclut que l'installation de production de la société Eolmed s'inscrit bien dans le S3REnR de la région Languedoc-Roussillon. En outre, le comité considère que le gestionnaire du réseau public de transport n'est pas tenu d'élaborer un volet particulier pour le raccordement des installations de production en mer si, au cas d'espèce, les conditions techniques du raccordement de ces installations aux ouvrages du réseau ne l'exigent pas.

En conséquence, le comité décide que la société Eolmed est bien redevable de la contribution au titre des ouvrages propres et de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du S3REnR de la région Languedoc-Roussillon.

## 3.2 Décisions de sanction

### 3.2.1 Non-respect d'une décision de règlement de différend du comité

#### **Sanction de la société GRDF pour non-respect d'une décision du CoRDIS (CoRDIS, n° 02-40-15, Sté Direct Energie c. Sté GRDF, 15 juillet 2019)**

En juillet 2013, la société Direct Energie avait saisi le CoRDIS d'une demande de règlement du différend qui l'opposait à la société GRDF portant sur un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (« CAD »). Par une décision du 19 septembre 2014, le CoRDIS avait notamment décidé que la société GRDF devait transmettre à la société Direct Energie un nouveau CAD, dans un délai de six mois à compter de sa notification. Après plusieurs séances de concertation organisées avec les acteurs concernés, la société GRDF a transmis le 29 mai 2015, au CoRDIS et à la société Direct Energie, un premier projet de contrat d'acheminement sur le réseau de distribution du gaz naturel, puis un deuxième projet le 20 octobre 2015. Le 23 mars 2016, la société GRDF a transmis un troisième projet d'avenant au CoRDIS.

En novembre 2015, la société Direct Energie a adressé au CoRDIS une demande de sanction à l'encontre de la société GRDF pour non-respect de la décision de règlement de différend du 19 septembre 2014 en application des dispositions de l'article L. 134-28 du code de l'énergie.

Dans sa décision du 15 juillet 2019, le CoRDIS constate que la société GRDF ne s'est pas conformée à la décision du 19 septembre 2014, en s'abstenant de transmettre à la société Direct Energie et au comité, dans un délai de six mois à compter de la notification de ladite décision, un nouveau CAD conforme aux principes qui y étaient rappelés.

S'agissant de la sanction prononcée, le CoRDIS prend notamment en compte la particulière gravité de la méconnaissance d'une décision de règlement de différend « permettant d'assurer le principe fondamental de l'accès au réseau ». Toutefois, le comité estime, d'une part, qu'il n'est pas en mesure d'établir que le comportement de la société GRDF a constitué une entrave au marché et, d'autre part, que le coût du dommage pour le fonctionnement du marché du gaz naturel est limité. Il retient également que l'organisation de concertation par la société GRDF est une circonstance de nature à atténuer sa responsabilité et que la société GRDF s'est finalement conformée, avec retard, à la décision du 19 septembre 2014. Le CoRDIS sanctionne en conséquence la société GRDF à hauteur de 100 000 euros.

### 3.2.2 REMIT – Manipulation de marchés

#### **Sanction de la société BP Gas Marketing Limited pour des manipulations de marché sur le marché de gros du gaz (CoRDIS, n° 01-40-19, BP Gas Marketing Limited, 19 décembre 2019)**

En février 2019, le président de la CRE a saisi le CoRDIS d'une demande de sanction sur le fondement des dispositions de l'article L. 134-25 du code de l'énergie. Cette demande repose sur les conclusions d'une enquête ouverte en juillet 2016 qui avait constaté des comportements de la société BPGM susceptibles d'enfreindre les règles définies par le règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit « règlement REMIT ».

La société BPGM a pour activité principale le négoce de gaz, de gaz naturel liquéfié et de produits énergétiques au Royaume-Uni et à l'international.

Dans sa décision du 19 décembre 2019, le CoRDIS retient que la société BPGM a procédé à des manipulations de marché au PEG Sud, au cours de cinquante-six cas répartis sur trente-sept journées de trading entre le 1<sup>er</sup> octobre 2013 et le 1<sup>er</sup> mars 2014, en méconnaissance de l'article 5 du règlement REMIT.

Le CoRDIS constate sur cinquante-six cas un empilement récurrent d'ordres à la vente qui, combiné en tout ou partie avec cinq types de comportements (retrait d'ordres, actions aller-retour, décalage d'ordres, etc.), constituent un faisceau d'indices concordants de manipulation de marché. Il estime que le comportement de la société BPGM était susceptible d'influencer la perception que les acteurs de marché pouvaient avoir de l'état de l'offre et de la demande.

Le comité considère que la société BPGM ne parvient pas à démontrer l'inexactitude des faits et la légitimité de son comportement.

Le CoRDIS a par conséquent sanctionné la société BPGM à hauteur d'un million d'euros.

## 4 SYNTHÈSES DES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2019 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU CORDIS

### 4.1 Cour d'appel de Paris

#### 4.1.1 Indisponibilités

##### **Sursis à statuer sur le recours formé par la société Enedis contre la décision de règlement de différend entre les sociétés SFE Parc Eolien de Saint Crépin et Enedis et relatif à la durée maximale des indisponibilités prévues par le CARD-I (Cour d'appel de Paris, 7<sup>e</sup> chambre, 28 mars 2019, 18/05449)**

Le comité avait été saisi d'une demande de règlement de différend à la suite d'une intervention de renouvellement au poste source où était raccordé l'installation éolienne de la société SFE Parc éolien de Saint Crépin. Cette dernière avait contesté auprès du gestionnaire de réseau l'absence d'indemnisation des pertes subies du fait du dépassement de la durée maximale des indisponibilités garanties par le contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité en injection (contrat CARD-I). Elle avait également contesté la méconnaissance par Enedis de ses obligations contractuelles en matière d'information et de concertation préalable à la réalisation des travaux.

Dans sa **décision n° 16-38-16 du 16 février 2018**, le CoRDIS avait constaté que les travaux réalisés par Enedis, qui constituaient des travaux de renouvellement, avaient eu pour conséquence de ne pas pouvoir évacuer la totalité de la production de la société SFE Parc éolien de Saint Crépin pour une période qui excède la durée maximale des indisponibilités prévues dans le CARD-I. Dès lors, la société Enedis n'avait pas respecté la durée maximale d'indisponibilités telle que prévue dans le contrat CARD-I.

S'agissant de l'obligation de concertation qui incombait au gestionnaire de réseau au titre du contrat CARD-I, le CoRDIS avait précisé que la concertation préalable à la réalisation des travaux « *ne peut être initiée, sous la forme qu'il appartient au distributeur de définir, qu'à l'invitation de ce dernier* ». Il avait également précisé qu'elle ne peut se limiter à « *la simple annonce des travaux planifiés* ».

En conséquence, le CoRDIS avait constaté que la société Enedis avait méconnu l'obligation de concertation qui lui incombe au titre du contrat CARD-I.

Le 16 mars 2018, la société Enedis a formé un recours en annulation à l'encontre la décision du CoRDIS. Dans ses écritures, la société Enedis a notamment demandé à la cour d'appel de Paris de surseoir à statuer dans l'attente de l'arrêt de la Cour de cassation dans l'affaire opposant la société Elicio Bretagne à la société Enedis sur le pourvoi n° T18-20443 enregistré le 30 juillet 2018.

→ Dans son arrêt du 28 mars 2019, la cour d'appel de Paris a décidé de faire droit à la demande de la société Enedis de surseoir à statuer, jusqu'à ce que la Cour de cassation se soit prononcée sur le pourvoi formé par la société Enedis dans l'affaire Elicio Bretagne.

En premier lieu, la cour d'appel de Paris estime que la demande de sursis à statuer est recevable, ayant été bien formulée simultanément et présentée avant toute défense au fond par la société Enedis dans ses conclusions n° 2.

En second lieu, sur le bien-fondé de la demande, la cour d'appel de Paris juge que le différend concerné par l'arrêt Elicio Bretagne du 5 juillet 2018 était similaire à la présente espèce. Elle relève également que les dispositions contractuelles invoquées dans le cadre de l'affaire Elicio Bretagne sont les mêmes que celles invoquées dans le cadre de l'affaire de l'espèce, à savoir la version V2 du contrat CARD-I.

En dernier lieu, la cour d'appel de Paris indique que les griefs sur lesquels s'appuie le pourvoi porte, d'une part, sur la recevabilité de la demande de règlement de différend, question posée dans les mêmes termes dans les deux affaires et, d'autre part, sur l'interprétation faite par la cour d'appel de Paris des dispositions contractuelles pour fonder sa décision constatant le non-respect par la société Enedis de ses engagements.

En conséquence, la cour d'appel de Paris estime, « *qu'il est de bonne justice* », et afin d'éviter des solutions contradictoires, de sursoir à statuer dans l'affaire SFE St Crépin, jusqu'à ce que la Cour de cassation se soit prononcée sur le pourvoi formé par la société Enedis dans l'affaire Elicio Bretagne. Par une décision (non spécialement motivée) intervenue en fin d'année 2019, la Cour de cassation a rejeté le pourvoi formé par la société Enedis. La cour d'appel n'a pas encore statué dans l'affaire SFE St Crépin.

#### 4.1.2 Raccordement au réseau de distribution

##### **Rejet du recours formé par la société Pyrénénergie contre la décision de règlement de différend entre les sociétés Pyrénénergie et Enedis et relatif aux conditions de raccordement de projets d'installations photovoltaïques au réseau de distribution d'électricité (Cour d'appel de Paris, 7<sup>e</sup> chambre, 21 mars 2019, 18/07238)**

Le comité avait été saisi de trois demandes de règlement de différends relatives aux conditions de raccordement de plusieurs projets d'installations photovoltaïques au réseau public de distribution d'électricité. Le comité a joint ces trois demandes sous un numéro unique.

La société Pyrénénergie demandait au comité de constater que la société Enedis avait méconnu la procédure de raccordement et le principe de non-discrimination et d'égalité et d'ordonner à cette dernière la poursuite des opérations de raccordement.

Par sa **décision n° 06-38-17 du 16 mars 2018**, le comité a rejeté les demandes de la société Pyrénénergie, considérant notamment qu'en l'absence de production de la preuve de l'obtention d'un permis de construire ou de la délivrance d'un certificat de non-opposition à ses projets, la société Pyrénénergie ne pouvait reprocher à la société Enedis de ne pas avoir réalisé les travaux de raccordement en violation de la procédure de traitement de raccordement applicable au cas d'espèce.

→ Dans son arrêt du 21 mars 2019, la cour d'appel de Paris confirme la décision du comité.

En premier lieu, s'agissant du respect par la société Enedis de la procédure de traitement des demandes de raccordement, la cour d'appel de Paris confirme qu'il appartenait bien à la société Pyrénénergie de transmettre à la société Enedis la preuve de l'obtention des permis de construire, au stade dit de « qualification » de la demande, preuve dont elle n'a pas justifié, ni devant le comité, ni devant la cour d'appel. Dès lors, la cour estime qu'en ne réalisant pas les travaux de raccordement, la société Enedis n'a pas méconnu la procédure de traitement des demandes de raccordement et qu'en conséquence, le retard pris dans la réalisation des projets d'installations de la société Pyrénénergie ne lui était pas imputable.

En deuxième lieu, s'agissant de la violation du principe de non-discrimination, la cour constate que la société Pyrénénergie ne développe aucun argument ni n'apporte aucun élément de preuve qui démontreraient que la clôture de ses dossiers dans le logiciel d'interface entre les sociétés ERDF et EDF Obligation d'Achat a un caractère discriminatoire et fautif.

En troisième lieu, la cour d'appel estime que, la société Enedis n'ayant pas méconnu la procédure applicable, il n'y avait pas lieu pour la société Enedis d'ordonner la « *poursuite des opérations de raccordement* ».

La société Pyrénénergie a été condamnée à payer la somme de 6 000 euros, au titre de l'article 700 du code de procédure civile.

### 4.1.3 Prestation de gestion de clientèle en contrat unique

#### **Rejet du recours formé par la société Enedis contre la décision de règlement de différend entre les sociétés ENI et Enedis et relatif à un contrat de prestation de services pour la gestion de clientèle en contrat unique et sursis à statuer (Cour d'appel de Paris, 7<sup>e</sup> chambre, 12 septembre 2019, 18/19526)**

Par demande enregistrée le 22 février 2017, la société ENI a saisi le comité du différend l'opposant à la société Enedis en lui demandant « d'enjoindre à Enedis de signer le contrat envoyé par Enedis le 5 janvier 2016 et complété par ENI le 1<sup>er</sup> novembre 2016 ».

Par **décision n° 01-38-17 du 13 juillet 2018**, le CoRDIS a retenu que « [l]e contrat de prestations pour la gestion de clientèle en contrat unique [CPS] a été valablement formé entre les sociétés Enedis et ENI Gas & Power le 2 novembre 2016 ». Le CoRDIS a relevé en substance que la société ENI pouvait légitimement considérer que la salariée de la société Enedis lui ayant adressé le « Modèle de contrat » disposait d'un mandat lui conférant les pouvoirs nécessaires pour transmettre une offre de contrat, que cette offre comprenait les éléments essentiels du contrat envisagé et ne contenait aucune date au-delà de laquelle l'offre aurait été caduque. Il a ajouté que la décision rendue par le Conseil d'État le 13 juillet 2016 (qui a censuré le dispositif de régulation asymétrique mis en place en 2012) ne constituait pas un changement de circonstances de droit de nature à remettre en cause la validité de l'offre.

La société Enedis a formé un recours en annulation, enregistré le 22 août 2018, à l'encontre de cette décision du CoRDIS.

La société Enedis faisait principalement valoir que le CPS n'était pas valablement formé le 2 novembre 2016 et qu'il résultait implicitement mais nécessairement de la décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016, que la CRE était seule compétente pour déterminer les modalités de rémunération des fournisseurs par les gestionnaires de réseaux de distribution. Elle demandait en conséquence à la cour d'appel de Paris d'annuler la décision du CoRDIS, et, à titre subsidiaire, de la réformer en ce qu'elle a, d'une part, implicitement refusé de faire application de la loi « hydrocarbures » du 30 décembre 2017 (qui a explicité la compétence de la CRE pour fixer la rémunération des fournisseurs) et des délibérations de la CRE des 26 octobre 2017 et 18 janvier 2018 (qui ont fixé la rémunération des fournisseurs), et d'autre part, considéré qu'un CPS a été valablement formé entre les parties.

→ Dans son arrêt du 12 septembre 2019, la cour d'appel de Paris rejette le recours formé par la société Enedis contre la décision du comité. La cour a ainsi confirmé qu'un contrat de prestation de services pour la gestion de clientèle en contrat unique a été valablement formé entre les deux sociétés le 2 novembre 2016. Pour le surplus, la cour d'appel de Paris décide de surseoir à statuer dans l'attente de la décision du Conseil d'État sur le recours formé par la société ENI contre la délibération de la CRE du 18 janvier 2018.

En résumé, la cour d'appel de Paris considère que la société Enedis avait bien transmis à la société ENI une offre de contrat. Elle juge en outre que la société ENI a accepté ce contrat dans un délai raisonnable, compte tenu du caractère nouveau de son projet d'offre de fourniture en électricité et de la complexité de sa mise en œuvre pour une entreprise comme ENI qui, jusqu'alors, était spécialisée dans la fourniture de gaz.

Par ailleurs, la cour d'appel de Paris précise que les contrats conclus sur le modèle de celui validé par la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 ne pouvaient être considérés comme nuls du fait de la décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016 et sont restés en vigueur au moins jusqu'à l'abrogation par la CRE de cette délibération.

Enfin, la cour s'est prononcée sur la demande de la société ENI qui sollicitait une condamnation de la société Enedis à exécuter le contrat sous astreinte. Pour sa défense, la société Enedis faisait valoir que les dispositions impératives de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, ainsi que l'obligation de garantir un accès non discriminatoire aux réseaux publics de distribution d'électricité, s'opposaient au maintien de la rémunération prévue au titre du CPS après le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Sur ce point, la cour d'appel rappelle que la société ENI a formé un recours contre la délibération de la CRE du 18 janvier 2018 devant le Conseil d'État. En conséquence, « dans ces circonstances, où une annulation de la décision dont la société Enedis demande application est susceptible d'intervenir, il convient de surseoir à statuer sur la demande d'astreinte, en attendant que le Conseil d'État ait statué sur ce recours formé par la société ENI contre la décision de la CRE du 18 janvier 2018. ».



## 4.2 Cour de cassation

### **Confirmation du pouvoir d'injonction du CoRDiS dans le cadre de l'exercice de sa mission de règlement des différends (Cour de cassation, civile, chambre commerciale, 19 juin 2019, 17-20.269)**

La société Bio Cogelyo Normandie (« BCN »), ayant pour activité la production d'électricité et de vapeur à partir d'installations de cogénération, a été sélectionnée dans le cadre d'un appel d'offres dit « CRE 2 » pour développer et exploiter une installation de production d'électricité à partir de biomasse, sur le site industriel de la société Saipol. La centrale de biomasse est raccordée au réseau électrique privé de la société Saipol, elle-même raccordée au réseau public de transport d'électricité (situation dite de « raccordement indirect »). La société BCN a alors conclu deux contrats : un contrat d'obligation d'achat conclu avec la société EDF et un contrat de prestations annexes pour bénéficier d'un service de décompte conclu avec la société RTE. Ce décompte repose sur une formule qui consiste à appliquer à la quantité mesurée, un éventuel coefficient correcteur correspondant aux pertes possibles de réseau et appareillage entre le point de comptage de la production et le point de connexion au réseau public, également appelé coefficient de perte.

La société Saipol reçoit et consomme, via son réseau privé, l'intégralité de la production de la société BCN, sans injection sur le réseau public de transport d'électricité. La société BCN faisait valoir qu'il n'y avait aucune perte de l'énergie produite et demandait en conséquence à la société RTE, d'une part de constater qu'il n'y avait pas lieu à correction des données de comptage à la sortie de la centrale et, d'autre part, de supprimer le coefficient de perte dans le contrat de prestations annexes. Ces demandes ayant été rejetées par la société RTE, la société BCN a soumis le différend au CoRDiS.

Par une décision du 7 septembre 2015, le CoRDiS a ordonné à la société RTE de communiquer à la société BCN :

- dans un délai de deux mois, une convention de raccordement pour l'installation de production indirectement raccordée au réseau public de transport, précisant notamment la localisation du point de livraison (« PDL ») ;
- dans un délai de trois mois, un avenant au contrat de prestations annexes, intégrant, le cas échéant, les corrections à apporter à la puissance et l'énergie électrique fournies à la société EDF.

La cour d'appel de Paris a, par un arrêt du 23 mai 2017, rejeté le recours formé par la société RTE à l'encontre de cette décision.

Dans son arrêt du 19 juin 2019, la Cour de cassation rejette le pourvoi formé par la société RTE à l'encontre de cet arrêt.

La Cour de cassation rappelle le pouvoir dont dispose le CoRDiS d'enjoindre à un opérateur de conclure une convention ou de la modifier afin de « fixer des modalités » d'accès au réseau, dès lors, d'une part, qu'une telle décision est nécessaire pour permettre l'accès au réseau ou pour fixer les conditions de son utilisation et, d'autre part, sous réserve des prescriptions d'objectivité, de transparence, de non-discrimination et de proportionnalité. Le juge confirme alors le pouvoir d'injonction du CoRDiS, considérant que le comité n'avait pas outrepassé ses missions en prononçant à l'égard de la société RTE une injonction de conclure une convention de raccordement avec la société BCN afin que soit précisée la localisation du PDL.

Sur le fond du litige, la Cour de cassation rappelle notamment que le point de connexion qui se situe au point de raccordement du réseau privé au réseau public ne peut se confondre avec le PDL, dès lors que l'électricité produite par la société BCN passe par le réseau privé appartenant à la société Saipol pour être livrée à cette dernière. En l'absence de définition dans les documents contractuels, la cour d'appel a exactement retenu que la société RTE était tenue de définir, en accord avec le producteur de l'installation indirectement raccordée et l'acheteur obligé, le PDL.

Enfin, la Cour de cassation juge que la cour d'appel a pu décider que pour définir le PDL en cause, la société RTE était tenue de conclure une convention de raccordement avec la société BCN.

## 4.3 Conseil d'État

### 4.3.1 Règles d'indépendance

#### **Confirmation d'une décision de non-lieu à statuer du membre du CoRDIS en charge de l'instruction (Conseil d'État, 9<sup>e</sup> – 10<sup>e</sup> chambres réunies, 18 mars 2019, n° 410628)**

Par une décision en date du 18 mars 2019, le Conseil d'État rejette la requête de l'association UFC-Que Choisir tendant à l'annulation de la décision du 17 mars 2017 par laquelle le membre désigné par le président du CoRDIS en charge de l'instruction a refusé de donner suite à la demande de sanction qu'elle avait formée à l'encontre de la société Enedis.

Le Conseil d'État rappelle tout d'abord que le CoRDIS peut exercer son pouvoir de sanction « *de sa propre initiative* » ou à la suite d'une plainte. Il dispose alors d'une large marge d'appréciation dans la mise en œuvre de son pouvoir de sanction et peut décider des suites à donner à une plainte. À cet égard, le CoRDIS peut tenir compte de la gravité des manquements allégués, du sérieux des indices relatifs à ces faits, de la date à laquelle ils ont été commis et du contexte, ainsi que « *de l'ensemble des intérêts dont la Commission a la charge* ».

Le juge confirme ensuite que, contrairement à ce que soutenait la requérante, le membre du CoRDIS a bien été régulièrement désigné pour instruire sa demande. Par ailleurs, la décision de non-lieu à mise en demeure ou à notification de griefs du membre désigné ne présente pas le caractère d'une sanction et ne peut conduire au prononcé d'une sanction. Dès lors, la requérante ne pouvait utilement invoquer les stipulations de l'article 6 de la convention européenne de sauvegarde des droits de l'homme et des libertés fondamentales à son encontre.

S'agissant de la demande de sanction elle-même, le Conseil d'État juge que, ni l'article L. 111-66, ni l'article L. 111-65 du code de l'énergie, n'imposent aux sociétés gestionnaires de réseaux de distribution d'inclure dans leurs statuts une clause réitérant l'interdiction de cumul entre la responsabilité de la gestion des activités de distribution et la gestion des activités de production ou de fourniture.

S'agissant de la politique de versement de dividendes de la société Enedis à sa société-mère EDF, le Conseil d'État considère qu'il résulte des dispositions de la directive du 3 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ainsi que des articles L. 111-84 et L. 111-86 du code de l'énergie que l'interdiction des subventions croisées en tant que telle ne vaut que pour l'exercice simultané, au sein d'une entité unique, d'activités de transport, de distribution et de fourniture, ce qui n'est pas le cas en l'espèce et trouve sa traduction dans les obligations de séparation comptable. En outre, ces pratiques sont sans lien avec l'obligation de séparation comptable entre l'activité de fourniture aux tarifs réglementés et celle de la fourniture à des conditions de marché qui s'impose à EDF et aux ELD prévues à l'article L. 111-84 du code de l'énergie invoqué par la requérante.

En outre, le Conseil d'État estime que le CoRDIS est compétent pour sanctionner les manquements mentionnés aux titres I<sup>er</sup> et II du livre I<sup>er</sup> et aux livres III et IV du code de l'énergie, et ne saurait donc rechercher si les pratiques dénoncées constituent un abus de position dominante prohibé par l'article L. 420-2 du code de commerce.

Enfin, le Conseil d'État juge que les dispositions de la directive ainsi que celles de l'article L. 111-61, 1<sup>o</sup> du code de l'énergie n'interdisent pas à un gestionnaire de réseau, lorsqu'il est membre d'un groupe verticalement intégré, de recourir aux services de sa société-mère, pourvu que le service lui soit fourni aux conditions de marché selon des modalités ne portant pas atteinte à son indépendance. En l'espèce, l'association requérante n'établit pas que la société EDF donnerait des instructions à sa filiale dans le cadre de l'application de la convention de gestion de trésorerie.

En conséquence, le Conseil d'État estime que le membre désigné ne s'est pas fondé sur des faits matériellement inexacts et n'a pas entaché sa décision d'erreur de droit.

### 4.3.2 Procédures de sanction

#### **Rejet de la demande de renvoi d'une question prioritaire de constitutionnalité par le Conseil d'État (Conseil d'État, 9<sup>e</sup> – 10<sup>e</sup> chambres réunies, 24 avril 2019, n° 425988, Inédit au recueil Lebon)**

À l'appui de son recours formé à l'encontre de la décision du CoRDiS du 5 octobre 2018 portant sanction à son encontre, la société Vitol demandait au Conseil d'État de renvoyer au Conseil constitutionnel la question de la conformité aux droits et libertés garantis par la Constitution des articles L. 134-25, alinéa 3 et L. 134-27 du code de l'énergie relatifs à la procédure de sanction du CoRDiS.

S'agissant du pouvoir, pour le CoRDiS, de se saisir d'office des manquements constatés, le Conseil d'État juge que les dispositions en cause ne sont pas applicables au litige dans la mesure où le CoRDiS a été saisi par le président de la CRE.

S'agissant des modalités de notification des griefs à la personne intéressée, le Conseil d'État relève que « les dispositions contestées de l'article L. 134-27 du code de l'énergie ne désignent pas la personne ou l'organe spécifique au sein de la Commission de régulation de l'énergie chargé de notifier les griefs à la personne mise en cause en cas de manquement constaté par les agents habilités de cette autorité administrative indépendante dans les conditions prévues à l'article L. 135-12 du même code ». Le Conseil d'État estime que ces dispositions n'ont « ni pour objet ni pour effet » d'attribuer le pouvoir de notifier les griefs au CoRDiS ou à un de ses membres qui participerait ensuite à la fonction de jugement. Dès lors, les dispositions en cause n'opèrent pas, contrairement à ce que soutenait la société Vitol, une confusion au sein du comité entre les fonctions de poursuite et de jugement des mêmes manquements.

Le Conseil d'État juge que le grief tiré de la méconnaissance des principes d'indépendance et d'impartialité découlant de l'article 16 de la Déclaration des droits de l'homme et du citoyen du 26 août 1789 ne présente pas un caractère sérieux.

Dès lors, le Conseil d'État estime qu'il n'y a pas lieu de renvoyer la QPC au Conseil constitutionnel.

### 4.4 Cour de justice de l'Union européenne

#### **La directive 2009/73/CE ne s'oppose pas à ce que les effets s'étendent à la situation des parties avant l'émergence du litige entre les parties (Cour de justice de l'Union européenne, 2<sup>e</sup> chambre, 19 décembre 2019, C-236/18)**

Direct Énergie, fournisseur de gaz naturel, a conclu avec GRDF, le gestionnaire de réseau, un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz. Un différend s'est noué en 2013 entre les deux sociétés sur la prise en charge des impayés et des frais de « gestion de clientèle » liés aux missions assurées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire en application du « contrat unique » prévu à l'article L. 224-8 du code de l'énergie.

Direct Énergie a saisi le CoRDiS, l'autorité de règlement des différends visée à l'article 41, paragraphe 11 de la directive 2009/73/CE, qui a estimé que Direct Énergie ne devait pas assumer de tels frais et a enjoint à GRDF de proposer un avenant au contrat d'acheminement afin de le rendre conforme à la réglementation nationale applicable *ab initio*.

La cour d'appel de Paris, saisi par GRDF d'un recours en annulation, ayant confirmé la décision du CoRDiS sur ce point, GRDF a formé un pourvoi devant la Cour de cassation qui a saisi la CJUE d'une question préjudicielle.

La question posée par la Cour de cassation à la CJUE (Com., 21 mars 2018, n° 16-19851) visait à déterminer si la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil, du 13 juillet 2009, concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel commande qu'une autorité de régulation réglant un litige ait le pouvoir de rendre une décision s'appliquant à l'ensemble de la période couverte par le litige dont elle est saisie, peu importe la date de son émergence entre les parties.

L'arrêt de la Cour se démarque des conclusions de l'avocat général en ce qu'il retient la proposition de reformulation présentée par le gouvernement français.

Le dispositif est le suivant : la directive 2009/73/CE « doit être interprétée en ce qu'elle ne s'oppose pas à ce que les effets d'une décision d'une autorité de régulation, agissant en tant qu'autorité de règlement du litige [...] s'étendent à la situation des parties au litige dont elle est saisie qui prévalait entre ces parties avant l'émergence de ce litige, notamment, s'agissant d'un contrat d'acheminement de gaz naturel, en enjoignant une partie audit litige à mettre ce contrat en conformité avec le droit de l'Union pour toute la période contractuelle. »

**S'agissant de la portée rétroactive de la décision du comité du 19 septembre 2014 contestée par la société GRDF devant la Cour de cassation et qui a fait l'objet de la présente question préjudicielle :**

La Cour considère que les décisions de l'autorité de règlement des différends ne sont pas des décisions administratives qui ne peuvent avoir d'effet rétroactif (point 35). Ensuite, la Cour souligne que la directive 2009/73/CE s'inscrit dans la continuité de la directive 2003/55/CE qu'elle a abrogée et remplacée (point 37). Ainsi, contrairement à ce qu'a conclu l'avocat général dans ses conclusions, la Cour considère que les effets d'une décision d'une autorité de règlement du litige s'étendent à la situation des parties au litige dont elle est saisie qui prévalait entre celles-ci avant l'émergence de ce litige.

**S'agissant de l'incidence de la solution sur la limitation des effets temporels des décisions du CoRDIS à deux ans au plus avant la saisine (dont les dispositions de la loi du 20 janvier 2017 sont intervenues postérieurement aux faits dont est saisie la Cour) :**

La Cour ne se prononce pas expressément sur ce point. Elle précise néanmoins, en réponse à l'argumentation de GRDF qui estime que l'effet rétroactif des décisions du CoRDIS serait contraire aux principes de sécurité juridique et de protection de la confiance légitime, qu'il y a lieu « d'exclure d'emblée que la juridiction de renvoi soit autorisée à limiter dans le temps les effets de l'annulation d'un acte de droit interne contraire au droit de l'Union » dès lors que « la juridiction de renvoi n'a pas mentionné d'éléments concrets susceptibles d'établir des risques spécifiques d'insécurité juridique qui résulteraient de la circonstance que les effets des décisions du CoRDIS, au titre de l'article 41, paragraphe 11, de la directive 2009/73, s'étendent à la situation des parties au litige dont il est saisi et qui prévalait entre celles-ci avant l'émergence de ce litige » (point 44).

**Sources : Commission de régulation de l'énergie**

Conception graphique et réalisation :  
Agence Chromatiques



15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France  
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)