



**S2021-1733**

Deuxième chambre

Troisième section

## **OBSERVATIONS DEFINITIVES**

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

# **LA COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE, PRODUCTRICE D'ELECTRICITE**

**Exercices 2012 à 2020**

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés, a été délibéré par la Cour des comptes, le 23 juillet 2021.

**En application de l'article L. 143-1 du code des juridictions financières, la communication de ces observations est une prérogative de la Cour des comptes, qui a seule compétence pour arrêter la liste des destinataires.**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>5</b>
<b>RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>7</b>
INTRODUCTION.....	9
<b>1 UNE ENTREPRISE COMMERCIALE CHARGÉE DE MISSIONS D'INTERET GENERAL .....</b>	<b>10</b>
1.1 Une activité mixte, héritée de l'histoire .....	10
1.1.1 Un modèle historique original et sans équivalent en Europe .....	10
1.1.2 Un cahier des charges général de la concession atypique .....	11
1.1.3 Depuis 2001, un statut de producteur indépendant d'électricité .....	11
1.1.4 Un statut juridique <i>sui generis</i> .....	12
1.1.4.1 Les textes applicables.....	12
1.1.4.2 Un statut unique en France.....	13
1.2 La commercialisation de l'hydroélectricité.....	14
1.2.1 Les contraintes pesant sur la production hydroélectrique .....	14
1.2.1.1 La variabilité annuelle.....	14
1.2.1.2 La variabilité infra-annuelle.....	15
1.2.2 Les modalités de la vente de l'hydroélectricité.....	15
1.2.2.1 Diminuer le risque de volatilité des prix par des opérations de couverture.....	15
1.2.2.2 Prendre en compte le « risque volume » de production.....	16
1.2.2.3 L'optimisation infra-journalière.....	16
1.2.3 Les achats/reventes d'énergie.....	17
1.2.3.1 La part croissante des achats-reventes.....	17
1.2.3.2 L'activité d'intermédiaire.....	18
1.3 Les recettes accessoires hors hydroélectricité.....	19
1.3.1 Les produits annexes de la production hydroélectrique .....	19
1.3.1.1 La vente des certificats de garantie d'origine.....	19
1.3.1.2 Les garanties de capacités .....	20
1.3.2 La production éolienne et photovoltaïque.....	20
<b>2 LA RENTE HYDRO-ELECTRIQUE ET SON AFFECTATION .....</b>	<b>23</b>
2.1 Présentation synthétique des comptes sociaux.....	23
2.1.1 Analyse du bilan.....	23
2.1.2 Analyse du compte de résultat .....	24
2.2 Les comptes de concession .....	26
2.2.1 Les insuffisances des comptes séparés.....	26
2.2.2 La perte d'informations par multiplication des documents comptables.....	27
2.3 L'utilisation des excédents d'exploitation.....	28
2.3.1 L'existence d'une rente .....	28
2.3.2 Le prélèvement par l'Etat d'une partie de la rente sous la forme d'une redevance.....	30
2.3.3 Les investissements .....	31
2.3.3.1 Les différentes catégories d'investissements.....	31
2.3.3.2 Les investissements budgétés et réalisés .....	32

2.3.4 La rémunération du capital.....	34
<b>3 LA PROLONGATION DU CONTRAT DE CONCESSION .....</b>	<b>38</b>
3.1 Les conditions de la prolongation .....	38
3.1.1 Les aspects juridiques de la prolongation.....	38
3.1.1.1 Le calendrier d'adoption de la prolongation.....	38
3.1.1.2 Les modifications apportées au cahier des charges par avenant.....	39
3.1.1.3 La justification de la prolongation.....	39
3.1.1.4 Les positions exprimées dans le débat public.....	39
3.2 L'examen du scénario de la prolongation .....	40
3.2.1 La méthode mise en œuvre.....	40
3.2.1.1 La méthode de l'identité des flux de trésorerie actualisés .....	40
3.2.1.2 L'élaboration du scénario de référence .....	41
3.2.2 La modification de l'équilibre investissements/redevance.....	42
3.2.2.1 L'augmentation des investissements : .....	42
3.2.2.2 La fixation d'un barème par tranches à taux progressif .....	44
3.2.2.3 Le comportement du nouveau barème face aux variations de prix et de volume .....	44
3.3 La fragilité des hypothèses du plan d'affaires 2018-2041 .....	46
3.3.1 Les hypothèses de prix .....	46
3.3.2 Les hypothèses d'indexation des charges et des produits annexes.....	48
3.3.3 L'hypothèse retenue pour le taux d'actualisation.....	49
3.4 La simulation d'un plan d'affaires sur vingt ans, une méthode inadaptée .....	50
<b>ANNEXES.....</b>	<b>52</b>

## SYNTHÈSE

### *Une entreprise atypique dont le modèle a été préservé*

La Compagnie nationale du Rhône (CNR), entreprise majoritairement détenue par des personnes publiques, est concessionnaire de sites industriels de production d'hydroélectricité appartenant à l'État, dont une partie des revenus permet de financer des missions d'intérêt général pour la navigation, l'irrigation, l'environnement et le développement local. Ce modèle, issu de la loi ayant créé cette société en 1933, est demeuré inchangé depuis le début de la concession en 1948 et donne à la CNR une personnalité originale héritée de sa longue histoire et de son implantation locale.

Il devrait perdurer jusqu'en 2041 du fait de la décision prise par le concédant de prolonger la concession au-delà de 2023.

### *Des obligations d'investissement à concilier avec les intérêts des actionnaires*

La cession en 2003, dans le contexte de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, de presque la moitié (49,97%) du capital de la CNR à un opérateur privé de ce secteur (Electrabel, filiale d'Engie), a conduit à mettre en place une régulation financière différente de celle qui s'appliquait à EDF, le précédent exploitant des barrages hydroélectriques concédés à la CNR. Elle s'est révélée excessivement favorable au concessionnaire au cours de la période écoulée (2003-2020) en raison d'une mauvaise anticipation des effets de l'ouverture du marché de l'électricité et du niveau des prix de vente.

Les usines hydroélectriques du Rhône produisent de l'électricité à un coût complet moindre que la plupart des autres moyens de production exploités en France et dégagent des surplus, qui bénéficiaient, avant l'ouverture du marché de l'électricité, à l'État et aux collectivités locales riveraines, mais aussi aux consommateurs d'électricité en raison de l'existence de tarifs réglementés qui reflétaient les coûts moyens de production d'EDF. Les actionnaires publics ne recevaient pas de dividendes puisque la CNR ne commercialisait pas elle-même sa production et équilibrait ses comptes avec des dotations d'EDF. La commercialisation par la CNR de sa production aux prix du marché a fait apparaître, au cours de la période 2003-2020, une rente infra marginale plus importante que ce qui avait été anticipé, malgré deux années défavorables (2017-2018). La part majoritaire de la rente a été captée par l'État, sous forme de redevance et d'impôt sur les sociétés, le solde a été conservé par la société concessionnaire et ses actionnaires, de sorte que l'efficacité des barrages du Rhône ne bénéficie plus aux consommateurs à travers des tarifs reflétant les coûts de production.

Cette situation de rente infra marginale, résultant de prix de marché très supérieurs, en moyenne, à ses coûts de production, s'est traduite, dans les comptes de l'entreprise, par des résultats élevés, une trésorerie abondante, un endettement quasi-nul et une distribution de dividendes très importante. Depuis le début du contrat de concession, en 2003, le résultat net après impôt a représenté une rémunération moyenne des capitaux engagés de 24 % et les dividendes versés, une rémunération moyenne de 16 %.

Dans le même temps, le montant des programmes d'investissements et leur taux d'exécution se sont dégradés en fin de période au fur et à mesure que les résultats de l'entreprise diminuaient du fait de la baisse des prix de gros de l'électricité en 2016.

### ***Des modalités de prolongation de la concession de la CNR qui doivent être assorties d'ajustements dans le temps***

L'Etat a décidé de prolonger le contrat actuel avec la CNR sans soumettre la concession à un appel d'offres.

Pour corriger les erreurs d'appréciation de la période antérieure, et pour prévenir la reproduction d'effets d'aubaine en cas de hausse des prix de gros de l'électricité, il a prévu que le calcul du taux de redevance sur le chiffre d'affaires serait modifié et que le volume des investissements incombant au concessionnaire serait sensiblement augmenté.

Ces modifications vont dans le sens d'un indispensable rééquilibrage tout en restant conformes à la mission de la CNR qui demeure statutairement une « *société d'intérêt général* » chargée d'aménager le Rhône. Elles reposent toutefois sur une série d'hypothèses incertaines et liées entre elles, notamment une indexation automatique des coûts, des prix, des volumes et des chiffres d'affaires, qui seront impossibles à corriger en cas de dérive par rapport aux prévisions.

L'équilibre de l'ensemble dépend d'un volume d'investissements très volontariste, mais encore incertain, et qui ne sera connu qu'au fur et à mesure de sa réalisation, l'Etat pouvant en outre renoncer à l'édification de l'ouvrage principal inscrit dans le contrat.

Face à ces incertitudes, le concédant a accepté une actualisation du coût du capital très favorable au concessionnaire qui, appliqué sur vingt ans, donne une sécurité financière aux actionnaires et ouvre un risque de voir la dérive de 2003-2020 se reproduire sur la période 2021-2041, d'autant que les premières années du scénario de prolongation (2019-2020-2021) sont beaucoup plus favorables que la prévision du scénario élaboré en 2018 et que les dernières prévisions de la CNR pour la période 2022-2026 sont également plus favorables que le plan d'affaires arrêté en 2018.

De manière générale, en mettant en place un dispositif d'ajustement automatique, mais fixé pour la totalité de la période de prolongation, l'Etat concédant se priverait de la possibilité de corriger ses erreurs de prévision en cours d'exécution du contrat.

Il est donc nécessaire de prévoir une clause de revoyure permettant d'ajuster les paramètres économiques et financiers du plan d'affaires et de garantir sa neutralité financière effective sur la durée de la prolongation de la concession.

## RECOMMANDATIONS

**Recommandation n° 1 (DGEC, CNR, 2022) :** Produire un compte de la concession conforme au cahier des charges générales, en particulier pour l'établissement du chiffre d'affaires, en appliquant une méthodologie approuvée par le comité d'audit de la CNR.

**Recommandation n° 2 (DGEC, CNR, 2022) :** Inscrire dans le projet de neuvième avenant au contrat de concession une clause de revoyure permettant d'ajuster les paramètres économiques et financiers du plan d'affaires et de garantir sa neutralité financière effective sur la durée de la prolongation.



## INTRODUCTION

La Compagnie nationale du Rhône (CNR) est une entreprise commerciale dont le capital est majoritairement détenu par des personnes publiques (à hauteur de 50,03 %). Elle gère en concession des sites industriels appartenant à l'Etat et le contrat de concession l'oblige à assurer des missions d'intérêt général relatives à l'énergie, la navigation, l'environnement et l'irrigation. Cette détention majoritaire du capital par des personnes publiques fonde la compétence de la Cour.

Le présent rapport, portant sur la période 2012-2020, est centré sur les activités de production et de commercialisation de l'énergie produite par les biens en concession, qui représentent la quasi-totalité de l'activité commerciale de l'entreprise et qui financent l'ensemble des missions de la CNR. Les autres activités : navigation, irrigation et environnement, ainsi que les opérations de diversification par le développement de filiales, ne donnent pas lieu à des développements spécifiques qui dépasseraient le cadre d'un rapport centré sur l'énergie.

Le précédent rapport de la Cour sur les comptes et la gestion de la CNR, également centré sur l'hydroélectricité, portait sur la période 2004-2007<sup>1</sup>.

Malgré l'absence de contrôle spécifique de la Cour sur la période 2008-2011, les données disponibles permettent de dresser un tableau cohérent de l'exécution du contrat de concession jusqu'à aujourd'hui.

### Note sur le champ du contrôle

La concession du Rhône n'est pas une simple concession hydroélectrique mais porte sur plusieurs types d'ouvrages (barrages, écluses, usines hydroélectriques, ports, aménagement des rives, irrigation), conformément au modèle historique fixé en 1933. On peut ainsi, soit contrôler la société concessionnaire au périmètre du contrat de concession en traitant de toutes ses missions, soit se limiter à la partie hydroélectrique qui fournit 95% des recettes et finance les autres activités. Pour des raisons circonstancielles, la Cour a jusqu'à présent choisi la seconde option : en 2007, pour faire le bilan de transformation de la CNR en productrice d'électricité indépendante depuis 2003 et, en 2020, pour examiner la question de la prolongation de la concession qui soulève essentiellement des questions liées au marché de l'électricité.

A l'avenir, si les enjeux d'intérêt public l'exigent, la Cour pourrait adopter une démarche transversale portant sur la gestion de la ressource en eau et traitant, dans un même rapport, les questions de production électrique, de navigation, d'agriculture et d'environnement relevant de la CNR.

---

<sup>1</sup> Cour des comptes, Rapport particulier, Examen des comptes et de la gestion de la société « Compagnie nationale du Rhône », Exercices 2004-2007, 28 mai 2009.

# **1 UNE ENTREPRISE COMMERCIALE CHARGÉE DE MISSIONS D'INTERET GENERAL**

## **1.1 Une activité mixte, héritée de l'histoire**

### **1.1.1 Un modèle historique original et sans équivalent en Europe**

Parmi les nombreuses concessions d'ouvrages publics pour la gestion des sites de production d'hydroélectricité, celle de la concession d'aménagement et d'exploitation du Rhône, dont a toujours été titulaire la CNR depuis près d'un siècle, est particulièrement originale et s'est maintenue au cours de l'histoire.

En effet, elle couvre trois missions historiques : (i) la production hydroélectrique, (ii) la navigation et la gestion des ouvrages portuaires, (iii) l'irrigation et les autres usages agricoles. Ces missions sont assurées sur un territoire géographique étendu en comparaison du périmètre d'une concession classique puisqu'elles concernent plusieurs dizaines d'ouvrages, dont 18 centrales hydroélectriques d'une puissance totale de 3 GW et 19 écluses, répartis sur deux régions et onze départements, une distance d'environ 500 km séparant le barrage historique de Génissiat, en amont de Lyon, et les installations de Port-Saint-Louis-du- Rhône, l'ouvrage portuaire situé le plus en aval.

Ce cumul de missions est conforme à la volonté des responsables politiques à l'origine du projet qui ont choisi, en 1933, de confier l'aménagement du Rhône à un seul opérateur au sein duquel toutes les collectivités riveraines seraient parties prenantes avec comme modèle économique, l'utilisation des recettes issues de la vente d'hydroélectricité pour financer les aménagements nécessaires afin de sécuriser la navigation sur le Rhône et irriguer les terres agricoles qui le bordent. Il s'est maintenu au fil des textes successifs régissant la concession et ses ouvrages :

- **La loi du 27 mai 1921** modifiée approuvant le programme de travaux d'aménagement du Rhône de la frontière franco-suisse à la Méditerranée au triple point de vue des forces motrices, de la navigation et des irrigations et autres usages agricoles, et créant les ressources financières correspondantes.
- **La convention de concession générale passée le 20 décembre 1933** entre l'Etat et la Compagnie Nationale du Rhône, déjà modifiée huit fois par avenants.
- **Le cahier des charges général** de la concession, constituant le huitième avenant et annexé au décret n°2003-513 du 16 juin 2003.
- **Les 18 cahiers des charges spéciaux** des chutes aménagées.
- **Les 4 conventions passées entre l'Etat et la CNR** pour l'aménagement et l'exploitation des ports de commerce et les **2 conventions** passées entre l'Etat et CNR pour l'aménagement et l'exploitation des ports de plaisance.

### **1.1.2 Un cahier des charges général de la concession atypique**

Compte-tenu de la variété des missions d'intérêt public, le respect du cahier des charges général (ci-après le CCG) fait l'objet de contrôles multiples par l'Etat, en tant qu'autorité concédante. En application des dispositions de la loi de 1921 susvisée et de l'article R.521-1 du code de l'énergie, la concession du Rhône relève de la compétence des ministres en charge de l'énergie, des transports et de l'agriculture. D'un point de vue opérationnel, le contrôle de la concession est exercé par le ministère de la transition écologique (DGEC pour le volet hydroélectrique, DGITM pour le volet navigation, transport fluvial et les ports, et DGPR pour le volet sûreté des ouvrages) avec le support local des DREAL concernées. Une conséquence de cette diversité des missions est que les activités de la CNR relèvent de plusieurs codes : le code de l'énergie, le code des transports, le code de l'environnement, le code général de la propriété des personnes publiques, le code de l'urbanisme, le code de la commande publique.

Depuis la réforme de Voies navigables de France (VNF) de 2014 qui a conduit à la suppression du service de la navigation Rhône-Saône, la CNR assure cette mission pour le compte de l'Etat, sous le contrôle des préfets de département en charge de la police de la navigation. Elle assume aussi d'importantes responsabilités dans l'organisation des ports fluviaux, par exemple la validation des sous-traités de concession entre la CNR et des tiers pour l'exploitation de certaines zones portuaires (Article 49 du CCG).

Les ouvrages hydroélectriques de la concession du Rhône sont classés en catégorie A (« grands barrages ») et en catégorie B (la grande majorité des endiguements) et doivent donc faire l'objet d'études périodiques de danger conformément aux articles R. 214-129 à 132 du code de l'environnement. L'étude de danger est réactualisée tous les 10 ans pour les ouvrages de catégorie A et tous les 15 ans pour les ouvrages de catégorie B. L'Etat, via des inspections annuelles programmées ou des visites inopinées des inspecteurs du contrôle des ouvrages, s'assure de la bonne exécution du cahier des charges de la concession pour la partie hydroélectricité.

Depuis 2018, en application de l'article L. 524-1 du code de l'énergie, un comité de suivi de l'exécution de la concession a été mis en place. Ce comité est destiné à associer les parties-prenantes dans le suivi et l'exécution de la concession du Rhône.

### **1.1.3 Depuis 2001, un statut de producteur indépendant d'électricité**

Du fait de la nationalisation du secteur électrique en 1946 et jusqu'à la loi de libéralisation du marché de l'électricité de 2000, les relations entre EDF et la CNR ont été régies par un dispositif conventionnel qui prévoyait qu'EDF exploite les centrales hydroélectriques, commercialise la production électrique et conserve les recettes, la CNR recevant un montant forfaitaire négocié avec EDF de manière à être en mesure de financer ses missions, notamment, mais non exclusivement, la construction des ouvrages du Rhône (19 centrales érigées entre 1948 et 1986).

Après la promulgation de la loi de libéralisation du marché de l'électricité, la CNR a retrouvé en 2001 son statut d'avant-guerre de producteur d'électricité indépendant de plein exercice, qui n'avait jamais été exercé faute d'ouvrages à exploiter. Un transfert de compétences et de personnels d'EDF vers la CNR a été organisé entre 2002 et 2006 grâce à un

accord social et industriel qui a conduit plus de 300 agents d'EDF à intégrer la CNR le 1er janvier 2006.

Cette indépendance de la CNR a été confortée, en 2003, par l'ouverture de son capital avec une prise de participation minoritaire (49.97%) d'Electrabel, filiale du groupe Suez, un autre bloc important (33.2%) étant détenu par la Caisse des dépôts et consignations (ci-après CDC). Ce changement de l'actionnariat n'a toutefois pas modifié les obligations du concessionnaire qui sont intégrées dans le cahier des charges depuis l'origine et ont notamment pour objet de redistribuer aux territoires une partie de la richesse produite par l'exploitation des ouvrages du Rhône, notamment à travers des actions pour la navigation, l'agriculture et l'environnement.

Le développement d'autres activités commerciales sur les marchés de l'électricité, sans lien avec le statut de concessionnaire, n'est pas sans conséquences. Cohabitent désormais dans les comptes consolidés de la CNR des montants relatifs d'une part à une activité réglementée, soumise à des redevances et à une obligation d'investissement, et d'autre part à des activités de marché, comme le développement des sites de production EnR détenus en propre ou à travers des filiales consolidées ou des activités de trading ou d'agrégation pour compte de tiers.

Son bilan consolidé est ainsi de plus en plus marqué par le poids de CN'Air, la principale filiale dédiée aux EnR détenue à 100%, avec des immobilisations qui atteignent un montant proche du milliard d'euros et un endettement de plus de 500 M€. Même si les recettes générées par ces productions EnR hors concessions (1 TWh) sont encore limitées par rapport à la production hydroélectrique, elles ne sont plus des activités marginales et leur dynamisme est appelé à perdurer.

La cohabitation entre une logique d'intérêt général et une logique commerciale, n'ayant pas été arbitrée en 2003 au moment de l'ouverture du capital à des capitaux privés, a été maintenue dans une certaine confusion. La privatisation totale de l'entreprise et son intégration au groupe Engie ayant été abandonnées en 2009, cette cohabitation est demeurée dans un entre-deux que traduisent bien les statuts de l'entreprise.

## **1.1.4 Un statut juridique *sui generis***

### **1.1.4.1 Les textes applicables**

Les statuts de la société CNR sont fixés par décret. Cette particularité s'explique par un régime, unique en France, de « *société anonyme d'intérêt général* ». Cette appellation ne correspond à aucun statut social prévu par le code de commerce. En droit, la CNR est donc une société par actions, à conseil de surveillance et directoire, dont l'activité commerciale est de droit commun depuis 2003 mais dont l'organisation est toujours régie par des textes réglementaires. C'est donc par ses statuts, approuvés par décret, que le caractère « *d'intérêt général* » de la CNR trouve une traduction juridique.

Ainsi, les statuts actuellement en vigueur ont été approuvés par le décret n° 2003-512 du 16 juin 2003 qui confirme, à son article 2, le choix de 1933 (soulignements ajoutés) :

*« La Compagnie nationale du Rhône est une société anonyme d'intérêt général soumise à un régime particulier créée le 11 octobre 1932. Elle est régie par :*

*- la loi du 27 mai 1921, modifiée par les ordonnances n° 45-2623 du 2 novembre 1945 et n° 58-881 du 24 septembre 1958, par les décrets n° 59-770 du 26 juin 1959 et n° 93-851 du 11 juin 1993 et par les lois n° 80-3 du 4 janvier 1980, n° 92-1476 du 31 décembre 1992, n° 2000-108 du 10 février 2000 et n° 2001-1168 du 11 décembre 2001 et par la loi de finances pour 2003 (n° 2002-1575 du 30 décembre 2002) ;*

*- le décret n° 59-771 du 26 juin 1959, tel que modifié par le décret n° 81-115 du 5 février 1981 et par le décret n° 99-1214 du 30 décembre 1999 et par le décret n° 2003-512 du 16 juin 2003 »*

Le décret de 1959 susvisé (ci-après le décret statutaire), dispose, à son article 5, que : *« Le décret du 26 mai 1955 relatif au contrôle d'Etat sur les entreprises publiques nationales est applicable à la Compagnie nationale du Rhône. Le contrôleur d'Etat assiste aux séances du conseil de surveillance. La Compagnie nationale du Rhône est soumise aux dispositions de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953. »*. La mention du décret de 1953 modifié, conduit à soumettre la rémunération des dirigeants de la CNR au plafond annuel de 450 000 € applicable aux entreprises publiques.

Le décret statutaire prévoit, à son article 9, que *« Les deux conseillers représentant l'Etat sont nommés par décret sur proposition des ministres chargés de l'énergie, des transports et de l'économie. »*. Il prévoit aussi, à l'article 10, que *« Le président du directoire est nommé pour cinq ans par décret pris sur le rapport des ministres chargés de l'énergie et des transports, sur proposition du conseil de surveillance. »*. Enfin, l'article 11 dispose que *« Deux commissaires du gouvernement auprès de la Compagnie nationale du Rhône sont nommés l'un par arrêté du ministre chargé de l'énergie, l'autre par arrêté du ministre chargé des transports. »*

Traditionnellement, un représentant de la DGEC occupe le poste de commissaire du gouvernement et les membres de droit représentant l'Etat sont un ingénieur du ministère chargé des transports et un fonctionnaire de l'Agence des participations de l'Etat (APE).

De plus, la CNR présente des traits caractéristiques d'une société d'économie mixte puisque l'article 6 des statuts de 2003 dispose que le capital social est majoritairement détenu *« par des collectivités territoriales ainsi que par d'autres personnes morales de droit public ou des entreprises appartenant au secteur public »*. Le seul actionnaire privé, Engie, ne peut donc augmenter sa participation au capital sans une modification préalable des statuts par décret, voire sans une modification législative du dispositif dans son ensemble.

#### 1.1.4.2 Un statut unique en France

Le précédent rapport de la Cour avait examiné, en 2007, l'hypothèse d'une cession des titres CDC au groupe Suez accompagnée de la conclusion d'un pacte d'actionnaires afin de réaliser la privatisation complète de la CNR. Interrogées sur ce point, CDC et Engie ont confirmé que cette hypothèse n'était plus d'actualité, chacun de ces actionnaires souhaitant conserver ses titres.

Le dispositif de 2003 est ainsi devenu pérenne, de même, en conséquence, que le statut si particulier d'entreprise d'intérêt général. En effet, une société commerciale dans laquelle l'Etat dispose de deux sièges au conseil de surveillance, nomme un commissaire du gouvernement qui assiste aux délibérations, exerce une surveillance par la présence d'un contrôleur d'Etat, nomme le président du directoire par décret et limite l'ouverture de son capital aux personnes privées alors même qu'il n'en n'est pas directement actionnaire est une entreprise placée dans une situation pour le moins inhabituelle.

Les dirigeants de la société insistent sur le caractère « d'entreprise indépendante » de la CNR bien que le groupe Engie soit son actionnaire principal. Cette revendication d'indépendance amène à s'interroger sur la composition hétérogène du conseil de surveillance qui conduit le directoire à rendre compte de sa gestion à des actionnaires dont les priorités sont différentes : un groupe privé qui, dans une logique financière et patrimoniale, souhaite une diversification des activités de la CNR en vue de constituer des actifs propres, un groupe public minoritaire (la CDC) qui a choisi de conserver une participation rentable et des collectivités locales riveraines soucieuses de préserver les montants consacrés aux missions d'intérêt général. Les représentants de l'Etat sont dans une position ambiguë du fait que ce dernier ne détient aucune participation au capital de l'entreprise.

L'examen des procès-verbaux du conseil de surveillance de la CNR montre en effet que l'Etat concédant, pourtant représenté par des fonctionnaires de haut niveau hiérarchique et régulièrement présents, est souvent absent des débats stratégiques estimant qu'il n'a pas de légitimité suffisante pour s'exprimer sur ces sujets en raison de son absence de position actionnariale. En outre, en tant que concédant, il a des intérêts parfois opposés à ceux du concessionnaire.

La CNR reste donc partagée entre sa vocation d'entreprise « d'intérêt général » qui exige qu'elle prenne avant tout en considération l'intérêt public et son statut d'opérateur commercial qui peut s'appuyer sur son activité de concession pour se diversifier.

## **1.2 La commercialisation de l'hydroélectricité**

### **1.2.1 Les contraintes pesant sur la production hydroélectrique**

#### **1.2.1.1 La variabilité annuelle**

L'énergie productible du Rhône dépend de son débit et donc d'un phénomène naturel sujets à des variations saisonnières, elles-mêmes variables d'une année sur l'autre. Le profil de la saisonnalité est prévisible mais l'ampleur de ces variations et le niveau moyen de production qui en résulte au cours de l'année ou d'une année sur l'autre sont peu prévisibles.

L'incertitude principale concerne la pluviométrie puisqu'on ne connaît ni son calendrier ni son intensité.

Au cours de la période contrôlée, la moyenne de production de 14,2 TWh n'a été observée qu'une seule fois, en 2018, alors que les écarts d'une année sur l'autre ont été importants : +20% en 2013 et -25% en 2017.

### 1.2.1.2 La variabilité infra-annuelle

La CNR procédant à des ventes anticipées de volumes d'énergie en ruban annuel ou trimestriel, un, deux ou trois ans à l'avance, la gestion du volume d'énergie disponible pendant l'année de livraison est cruciale afin d'éviter de devoir racheter sur le marché, dans des conditions incertaines, les quantités qui n'auraient pas été produites. Même si la production annuelle atteint le niveau attendu cela ne garantit pas que la production a été correctement anticipée au niveau infra annuel.

A titre d'exemple, les seconds semestres de 2017 et 2018 ont eu des profils assez proches, avec une production très faible, atteignant même les niveaux les plus bas jamais rencontrés au mois d'octobre depuis trente ans, mais les premiers semestres sont très différents. En 2018, la production annuelle atteint un niveau proche de la moyenne historique depuis 2003, 14,1 MWh, grâce à une production hivernale au-dessus de la moyenne suivie d'un printemps très pluvieux, alors que 2017 connaît un hiver médiocre et le plus mauvais printemps de la période avec un mois d'avril qui atteint le plus bas des niveaux constatés depuis trente ans.

Cette incertitude liée à la pluviométrie conduit donc la CNR à bâtir une politique commerciale spécifique pour tenter de « sculpter » le profil de ses ventes d'énergie et le faire coïncider le mieux possible avec la production qu'elle anticipe.

## 1.2.2 Les modalités de la vente de l'hydroélectricité

### 1.2.2.1 Diminuer le risque de volatilité des prix par des opérations de couverture

Le risque prix a deux composantes : le risque de hausse ou de baisse tendancielle des prix de gros et le risque lié à la volatilité des prix à court terme sur les marchés spot. Le risque à moyen terme ne peut pas être combattu sauf à accepter de spéculer en jouant contre le marché. Cette spéculation est envisageable pour des traders qui peuvent acheter ou vendre selon les opportunités qu'ils identifient mais elle est *de facto* interdite à la CNR qui est un producteur d'électricité et doit donc impérativement écouler sa production, largement fatale, au moment où elle est disponible sans pouvoir se soustraire aux évolutions tendanciennes des prix du marché.

La politique commerciale de la CNR consiste donc à refuser de spéculer sur les produits calendaires ou trimestriels et à s'accommoder des évolutions à moyen terme des prix de gros. En revanche, elle fait porter son effort sur la prévention du risque de volatilité du marché spot, en plaçant l'essentiel de sa production sur les marchés des années N-3, N-2 et N-1 avant l'année de livraison N.

Cette méthode s'est révélée favorable en période de baisse tendancielle des prix, notamment entre 2010 et 2015 et a été défavorable à partir de 2016 puisque les volumes vendus

en période de prix bas n'ont pas profité de la remontée des cours en 2018. Cette alternance d'effets favorables et défavorables est intrinsèquement liée à la méthode de couverture retenue qui consiste à accepter de subir les variations tendanciennes des prix de marché avec un décalage d'un à deux ans. Sur le moyen terme, cette méthode est neutre et présente beaucoup d'avantages puisqu'elle permet de maîtriser en large partie le risque-prix de court terme alors que la CNR doit aussi faire face à un risque volume.

#### 1.2.2.2 Prendre en compte le « risque volume » de production

Comme le risque prix, le risque volume se présente sous deux aspects : un risque de baisse du volume annuel et un risque de désajustement infra-annuel de la production réelle et des ventes à terme. Le risque portant sur le volume annuel est nécessairement subi mais est limité par l'alternance des bonnes et des mauvaises années. L'ajustement des ventes à la production réelle relève de la responsabilité de la CNR qui, pour y parvenir, limite ses engagements de couverture et les ajuste progressivement au profil de sa production dès qu'elle peut être correctement anticipée.

La limite d'engagement est donc fixée pour répondre au caractère incertain de la production annuelle qui, au cours de la période 2012-2019, a varié de 10,5 TWh à 17,4 TWh, sans spéculer sur la possibilité d'une année exceptionnelle à fort volume.

#### 1.2.2.3 L'optimisation infra-journalière

La CNR, qui gère une succession de 18 retenues sur le Rhône, dispose d'une capacité à « déplacer de l'énergie » à l'intérieur de la journée en effectuant des marnages sur le fleuve, opération qui consiste à faire varier de quelques dizaines de centimètres la hauteur du plan d'eau formé entre deux ouvrages. En retenant de l'eau et en laissant monter le niveau, la production diminue légèrement et, à l'inverse, en relâchant de l'eau à un autre moment dans les usines, le plan d'eau s'abaisse et la production augmente.

Sur une journée, le volume d'eau turbiné est globalement inchangé mais la production a été modulée pour être renforcée dans les moments où les prix spots sont plus élevés et diminuée dans les moments où les prix baissent. Cette modulation se programme la veille pour le lendemain en tenant compte des courbes de prix horaires, des apports en eau, et des contraintes du plan d'eau sur l'ensemble du fleuve.

Cette situation permet de considérer que, si la production de la CNR est pour l'essentiel « au fil de l'eau », l'entreprise dispose néanmoins d'une petite capacité de pilotage de sa production journalière et peut donc optimiser au mieux sa production afin d'en tirer un bénéfice non négligeable compris, selon les années, entre 10 et 15 M€, pour un surcoût d'exploitation quasi nul.

### 1.2.3 Les achats/reventes d'énergie

#### 1.2.3.1 La part croissante des achats-reventes

Comme analysé ci-avant, la CNR place à terme l'énergie issue de sa production jusqu'à trois ans à l'avance pour une production normative de 14 TWh<sup>2</sup>. Mais, selon les conditions météorologiques le volume engagé à terme peut se révéler plus important que la production réelle. La CNR est alors amenée à racheter de l'électricité, lorsqu'elle anticipe, quelques semaines à l'avance, ou constate dans la semaine ou au jour J-1 précédant la livraison, que sa production sera inférieure aux quantités déjà vendues. Ces volumes achats/reventes sont plus importants lorsque la production s'écarte de la prévision ayant permis de fixer la limite d'engagement des ventes à terme.

En sus de ces ajustements, la CNR peut procéder à des opérations de « trading » sur le marché de l'énergie (achat/revente) afin de dégager une marge supplémentaire qui vient s'ajouter au chiffre d'affaires issu de la vente de la production. Les volumes affectés à ces opérations de trading, par nature risquées, sont encadrés par une décision du Directoire prise en comité des risques.

Mais son activité hors concession la conduit à réaliser une part croissante d'opérations de trading ces dernières années comme le montre le tableau ci-après :

---

<sup>2</sup> Le « productible normatif » désigne la production annuelle moyenne en volume attendue à court et moyen terme. Celle-ci est calculée à partir de l'historique des volumes de production passés mais cette notion ne repose pas sur une définition précise et la profondeur de l'historique à prendre en compte peut varier. En l'espèce, la succession rapprochée de deux très mauvaises années (2011 et 2017) ayant connu une production inférieure à 11 TWh, a conduit CNR à retenir un productible normatif de 14 TWh/an, valeur comprise entre la moyenne des quinze dernières années (2006-2020) de 14,2 TWh et celle des dix dernières années (2011-2020) de 13,8 TWh.

Tableau n° 1 : Ventes brutes et ventes nettes en valeur et en volume

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>CA ( en M€)</b>									
<b>Ventes brutes</b>	1 316	1 279	1 092	1 031	996	1 156	1 291	1 322	1 076
<b>Achats</b>	477	424	418	417	407	713	766	784	469
<b>Ventes nettes</b>	839	855	674	614	589	443	525	538	607
<b>Ratio brut/net</b>	157%	150%	162%	168%	169%	261%	246%	246%	229%
<b>Volumes (GWh)</b>									
<b>Ventes brutes</b>	24 205	26 062	24 919	23 459	23 496	27 699	33 234	32 822	24 884
<b>Achats</b>	8 774	8 675	10 010	10 024	9 100	17 052	19 041	19 325	11 277
<b>Ventes nettes</b>	15 431	17 387	14 909	13 435	14 396	10 647	14 193	13 497	13 608
<b>Ratio brut/net</b>	157%	150%	167%	175%	163%	260%	234%	243%	183%

Source CNR. Tableau Cour

La croissance des opérations de trading peut être illustrée par la comparaison de deux années de production : en 2015, la CNR opère 10 TWh d'achat/revente pour une production nette de 13,4 TWh alors qu'en 2019, une production nette quasi-identique de 13,5 TWh, est accompagnée de 19,3 TWh d'achat/revente. Un tel changement d'échelle entre les ventes brutes et les ventes nettes à production comparable n'est pas observé entre 2012 et 2014. C'est bien avec l'année 2017, qui a connu une production historiquement basse au premier semestre, que le phénomène a changé d'ampleur avant de retrouver un niveau plus bas en 2020.

Cette situation montre que le chiffre d'affaires des ventes brutes inscrit au compte de résultat a désormais une nature hybride très marquée. Si la sincérité des comptes n'est pas en cause, au sens de la réglementation, la lisibilité économique de l'activité de la CNR en est brouillée, ce qui rend d'autant plus nécessaire la production d'un compte dissocié de la concession parfaitement lisible, ce qui n'est malheureusement plus le cas depuis 2016 du fait d'une nouvelle réglementation inadaptée à la situation particulière de cette entreprise (cf. infra).

### 1.2.3.2 L'activité d'intermédiaire

La CNR participe depuis quelques années aux appels d'offres lancés par les gestionnaires de réseau pour la couverture de leurs pertes réseau. En fonction des appels d'offres pour lesquels la CNR est retenue, le volume d'énergie acheté sur les marchés ou par le mécanisme de l'ARENH et revendu aux opérateurs de réseau peut varier très significativement d'une année sur l'autre.

Le développement de la commercialisation auprès de clients finals, en direct ou via des intermédiaires, induit une augmentation des volumes achetés sur le marché. Ces opérations ne peuvent pas être directement couvertes par l'énergie produite par la CNR, car le rythme des ventes n'est pas corrélé à la production hydro-électrique et aux volumes disponibles au moment de la livraison.

On peut cependant relever la part majoritaire de ces opérations d'achat/revente avec de grands clients offrant des garanties financières qui représentent à eux seuls environ 65% des ventes brutes et 90% des achats d'électricité en 2019.

Par ailleurs, la CNR développe depuis 2012, mais de manière plus significative depuis 2016, une nouvelle activité de gestion d'énergie pour compte de tiers, dite « d'agrégation ». Ces tiers sont généralement des petits producteurs qui n'ont pas les moyens d'intervenir directement sur les marchés pour écouler leur production dans de bonnes conditions. Cela se traduit par l'acquisition d'énergie à ces entreprises que la CNR gère et revend sur les marchés. Depuis le changement de dispositif de soutien aux EnR au 1<sup>er</sup> janvier 2017, avec le passage de l'obligation d'achat au système du complément de rémunération, ces petits producteurs préfèrent passer par des agrégateurs plutôt que vendre eux-mêmes sur le marché.

Il n'en demeure pas moins que l'activité de négoce de la CNR est loin d'être négligeable et que même si elle l'exerce dans des conditions qui en limitent significativement le risque, celui-ci demeure présent compte tenu de la volatilité des prix. Cette activité doit donc faire l'objet d'un examen et d'un suivi attentifs afin que soient clairement définis et mesurés tant le niveau de risque accepté que la rentabilité attendue qui en est la contrepartie.

### **1.3 Les recettes accessoires hors hydroélectricité**

#### **1.3.1 Les produits annexes de la production hydroélectrique**

##### **1.3.1.1 La vente des certificats de garantie d'origine**

Dans le cadre du décret n° 2012-62 du 20 janvier 2012, la CNR commercialise les garanties d'origine adossées à sa production, aussi appelées « certificat vert ». La vente des certificats (1 certificat pour 1 MWh injecté) peut être effectuée auprès d'autres que ceux qui acquièrent l'énergie verte. C'est en particulier le cas pour la CNR qui vend sur le marché de gros à des acteurs qui ne sont pas tous des fournisseurs sur le marché de détail. Or, ce sont ces acheteurs tournés vers la consommation finale des clients qui demandent des certificats verts pour construire leurs offres commerciales en tablant sur l'attractivité des « offres vertes » auprès de certains consommateurs sur le marché de détail.

Pour des raisons commerciales, certains co-contractants (dénommés « contreparties ») souhaitent que la commercialisation des garanties d'origine soit adossée à la fourniture d'un même volume d'énergie verte. Pour répondre à cette demande, la CNR effectue au moment où elle commercialise ses garanties d'origine un achat d'électricité sur le marché qu'elle revend aussitôt à son acheteur d'énergie. Ainsi, la CNR a acheté en 2017, 2,6 TWh sur le marché pour une revente immédiate. En 2018 et 2019, la couverture des ventes de garanties d'origine a représenté un volume d'achat de l'ordre de 3 TWh.

Ces opérations sur des certificats qui offrent une garantie de verdissement de l'électricité injectée sont avantageuses pour le vendeur car leur cours peut atteindre 5 €/MWh ou plus alors que celui du certificat de base, sans énergie associée, s'échange autour de 20 cts/MWh. Bien que minoritaires, ces nouveaux produits ont fait monter le prix moyen des certificats verts vendus par la CNR.

La CNR dispose d'un avantage sur ce marché des certificats verts car il est interdit aux producteurs bénéficiant d'une aide d'Etat, ce qui est le cas de toutes les EnR récentes. Les moyens de production hydroélectrique du Rhône, qui sont anciens, ne bénéficient d'aucune aide d'Etat et sont donc en totalité éligibles à la vente des certificats verts. Ces recettes annexes atteignent près de 10 M€/an et leur croissance est d'autant plus significative qu'elles ne génèrent aucun coût et ne sont pas incluses dans l'assiette de la redevance proportionnelle au chiffre d'affaires ; l'article 45 du CCG ne mentionnant que les ventes issues de la production d'énergie, donc le prix du kWh.

Le chiffre d'affaires ainsi réalisé est ainsi équivalent à un bénéfice net entièrement dû à l'héritage historique des ouvrages hydrauliques construits sous le régime du service public, ce que le contrat de concession de 2003 ne pouvait prévoir.

### 1.3.1.2 Les garanties de capacités

En application du mécanisme de capacités mis en place à partir de 2017, RTE valide chaque année les jours de pointe pour lesquels les producteurs disponibles seront rémunérés s'ils participent à l'équilibrage du réseau. Là encore, la CNR dispose d'un avantage structurel puisque, en France, ces jours de pointes sont situés en hiver à une période où les débits du Rhône et la production hydroélectrique sont les plus élevés.

En pratique, la CNR est certifié par RTE depuis quatre ans pour une capacité moyenne de 1,75 GW sur tous les jours de pointe. Ces garanties sont vendues de gré à gré ou aux enchères, ce qui lui assure des revenus importants compte-tenu du cours croissant atteint par ces instruments.

Le prix des capacités a été encore plus élevé sur les enchères de fin 2020 pour les années suivantes (proche de 20 000 €/MW) ce qui assure un revenu complémentaire de plus de 30 M€ à la CNR. Comme pour les garanties d'origine, les garanties de capacité ne génèrent aucun coût significatif et leurs recettes ne sont pas davantage incluses dans l'assiette de la redevance proportionnelle au chiffre d'affaires.

L'effet d'aubaine lié à la nouvelle réglementation de 2017 est quatre fois plus élevé que pour les certificats verts. Le dispositif étant récent, il est probable qu'il perdurera encore plusieurs années abondant ainsi les recettes du concessionnaire sans prélèvement du concédant.

La Cour considère, pour ces raisons, que ces recettes, directement issues de la production hydroélectrique de la concession, pourraient entrer dans l'assiette de la redevance.

## 1.3.2 La production éolienne et photovoltaïque

Les activités de diversification dans la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque sont opérées par des filiales, notamment la principale d'entre elles, CN'AIR, détenue à 100%. La croissance de ces activités apparaît dans les comptes consolidés de l'entreprise.

La capacité de production des ENR (non hydrauliques) repose sur environ 800 MW de puissance installée. Il s'agit pour l'essentiel d'un parc éolien, opéré par des filiales consolidées

par intégration globale, qui représente 90% de l'énergie produite ; la production d'origine photovoltaïque (PV), n'en constitue que 10%.

Ces investissements dans des capacités éoliennes et photovoltaïques sont en croissance régulière comme le montre les tableaux ci-dessous qui font apparaître, en ce qui concerne le périmètre des actifs consolidés par intégration globale, un doublement de la puissance installée du parc éolien et une multiplication par six du parc PV depuis 2012.

Le prix moyen de vente de l'électricité produite par les capacités éoliennes est appelé à s'éroder, alors que celui de l'électricité produite par le parc PV décroît rapidement au fur et à mesure que des installations plus récentes sont mises en production car leur tarif garanti est en baisse régulière à chaque appel d'offres. Ces dispositifs sont encore largement sous le régime de l'obligation d'achat à prix garantis mais le parc va, au fil du temps, basculer dans le système du complément de prix, mis en place en 2017.

Le paradoxe de cette situation est que l'activité commerciale de CNR, hors concession et hors missions d'intérêt général, bénéficie de prix administrés, alors que l'activité en concession doit s'inscrire dans un contexte de marché instable, marqué par des baisses de prix sans lien avec les coûts de revient du parc de production français.

### -----CONCLUSION INTERMEDIAIRE-----

*La CNR est une entreprise concessionnaire d'ouvrages publics dont la quasi-totalité des dépenses courantes et des investissements relève de missions d'intérêt général, y compris la préservation ou l'amélioration de l'outil de production qui fournit l'essentiel des recettes.*

*En continuité avec le projet politique et industriel initial, maintenu pendant la longue période de gestion conventionnelle avec EDF, l'Etat a fait le choix de conserver le modèle historique d'entreprise d'intérêt général tout en autorisant, en 2003, la cession de presque la moitié du capital de la société à un opérateur privé qui est un acteur important du secteur de l'énergie en France.*

*Disposant d'une présence au sein des organes statutaires de la CNR et de pouvoirs importants, comme la nomination des dirigeants et le contrôle de l'ouverture du capital, l'Etat, autorité concédante mais non actionnaire, n'a jamais affiché de doctrine claire sur ce qui devait la différencier d'une entreprise commerciale ordinaire, notamment en ce qui concerne la régulation de la rémunération du capital au regard des risques.*

*Le risque portant sur le volume de la production lié aux conditions météorologiques ne se fait sentir qu'à court terme, d'une année sur l'autre, même si une érosion tendancielle de l'hydraulicité du Rhône est annoncée à l'horizon 2050. Dès lors que le concessionnaire dispose d'un contrat long (initialement 20 ans, et 38 ans après la prolongation prévue de l'actuelle concession), les variations des débits annuels se compensent sur la durée avec une alternance de bonnes et de mauvaises années. Ainsi, la production moyenne a été de 14,1 TWh depuis le début de la concession, malgré deux années historiquement basses (2011 et 2017) et de 14,2 TWh sur la période de contrôle, soit un niveau proche du productible normatif de 14 TWh adopté récemment.*

*De même, le risque portant sur le prix de vente ne se fait sentir qu'à court terme alors que les variations moyennes annuelles se compensent sur le moyen terme, d'autant qu'elles*

*sont lissées par les ventes de couverture. Ainsi, le prix moyen de vente est proche de 45€/MWh depuis le début de la concession et de 44€/MWh sur la période contrôlée. Il n'a été sensiblement inférieur à 40€/MWh qu'en 2018. En outre, les prix actuels des produits calendaires sur les marchés de gros ont retrouvé le niveau de 45€/MWh et aucun indice ne laisse présager une baisse marquée à court ou moyen terme. Le scénario de prolongation prévoit d'ailleurs une augmentation tendancielle de +2,5%/an.*

*La politique de couverture qui suit fidèlement les prix du marché de gros n'expose ainsi la CNR à aucun risque particulier sur les prix à moyen terme. Au surplus, sa capacité de pilotage infra journalière de la production lui permet d'optimiser au mieux une partie de ses ventes.*

*Il ressort de ces constats que le risque d'exploitation de CNR ne diffère pas de celui auquel fait classiquement face un opérateur hydro-électrique. Même dans les années défavorables sur le plan hydraulique qu'elle a connues récemment (2017-2018), l'entreprise est restée bénéficiaire. Autrement dit, le risque encouru en cas de circonstances défavorables se limite à diminuer le résultat par rapport à une année moyenne sans que cette baisse de rentabilité n'efface les bénéfices, beaucoup plus importants, réalisés pendant les années fastes.*

*Ce risque d'exploitation est également amoindri depuis que l'entreprise dispose de revenus complémentaires significatifs et non soumis à redevance, sans que les raisons justifiant cette exonération ne soient apparues à la Cour. La possibilité d'une intégration dans l'assiette de la redevance de ces recettes nouvelles, qui sont directement adossées à la production hydroélectrique de la concession, mériterait d'être examinée.*

---

## 2 LA RENTE HYDRO-ELECTRIQUE ET SON AFFECTATION

Le terme de rente est utilisé ici dans son sens économique, sans connotation péjorative. Il s'agit d'une rente infra marginale, ou rente de rareté, qui apparaît lorsqu'un opérateur dispose de moyens de production dont les coûts complets sont inférieurs aux coûts des autres producteurs dont l'apport est nécessaire pour équilibrer le marché. L'analyse ci-après a pour objet d'évaluer l'importance de cette rente et d'apprécier la manière dont elle a été jusqu'à présent partagée entre le concédant et le concessionnaire.

La quantification de cette rente ressort des différents documents comptables. La CNR établit trois séries de comptes : des comptes sociaux, des comptes consolidés et des comptes séparés de la concession. Ils sont très proches par certains aspects mais appellent des observations particulières, notamment les comptes de la concession dont le format a changé au milieu de la période de contrôle.

### 2.1 Présentation synthétique des comptes sociaux

#### 2.1.1 Analyse du bilan

Tableau n° 2 : Présentation simplifiée du bilan (2012-2019)

ACTIF (en M€)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Immobilisations</b>	3699	3812	3868	3924	3962	4006	4053	4050	4150
<i>Dont immo. concession</i>	3657	3770	3319	3581	3632	3678	3716	3750	3729
<i>Dont participations</i>	223	224	224	223	227	223	224	224	224
<b>Autres actifs</b>	510	483	448	467	506	571	668	797	797
<i>Dont trésorerie</i>	297	295	269	261	281	211	214	430	475
<b>Actif total</b>	<b>4209</b>	<b>4295</b>	<b>4316</b>	<b>4391</b>	<b>4468</b>	<b>4577</b>	<b>4721</b>	<b>4847</b>	<b>4938</b>

PASSIF (en M€)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Fonds propres</b>	1785	1858	1801	1821	1852	1823	1862	1886	1909
<b>Droits du concédant</b>	1963	1996	2036	2083	2134	2197	2266	2342	2389
<b>Provisions pour risques</b>	202	180	246	244	254	254	250	256	269
<b>Autres dettes</b>	259	261	233	243	228	302	343	363	371
<i>Dont emprunts bancaires</i>	26	57	25	55	2	13	24	2	2
<b>Passif total</b>	<b>4209</b>	<b>4295</b>	<b>4316</b>	<b>4391</b>	<b>4468</b>	<b>4577</b>	<b>4721</b>	<b>4847</b>	<b>4938</b>

Source : comptes CNR

Peut être relevée, à l'actif, l'importance des immobilisations de la concession et une trésorerie très abondante, qui représente entre six et huit mois de charges courantes d'exploitation. Cette réserve de trésorerie est maintenue pour faire face à certaines opérations de débouclages des positions sur les marchés boursiers de l'électricité.

Les participations sont essentiellement constituées du capital de la filiale CN'Air détenue à 100% (208 M€, sur un total de participations atteignant le montant de 224 M€). Le passif atteste de l'importance des fonds propres, le poids considérable des droits du concédant et la quasi absence d'endettement bancaire. La situation patrimoniale est donc particulièrement saine.

## 2.1.2 Analyse du compte de résultat

Tableau n° 3 : Présentation simplifiée du compte de résultat (2012-2019)

En M€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Produits d'exploitation</b>	<b>1424</b>	<b>1384</b>	<b>1185</b>	<b>1140</b>	<b>1090</b>	<b>1288</b>	<b>1423</b>	<b>1467</b>	<b>1203</b>
<i>Dont chiffre d'affaires</i>	<i>1386</i>	<i>1344</i>	<i>1157</i>	<i>1097</i>	<i>1055</i>	<i>1238</i>	<i>1383</i>	<i>1424</i>	<i>1170</i>
<i>Dont ventes d'électricité</i>	<i>1352</i>	<i>1310</i>	<i>1122</i>	<i>1061</i>	<i>1020</i>	<i>1205</i>	<i>1347</i>	<i>1389</i>	<i>1135</i>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1075</b>	<b>1028</b>	<b>961</b>	<b>967</b>	<b>950</b>	<b>1240</b>	<b>1342</b>	<b>1372</b>	<b>1091</b>
<i>Dont achats d'électricité</i>	<i>476</i>	<i>424</i>	<i>418</i>	<i>417</i>	<i>407</i>	<i>713</i>	<i>766</i>	<i>784</i>	<i>482</i>
<i>Dont redevances diverses</i>	<i>195</i>	<i>206</i>	<i>156</i>	<i>148</i>	<i>141</i>	<i>118</i>	<i>131</i>	<i>136</i>	<i>138</i>
<i>Dont dot. Amortissements</i>	<i>27</i>	<i>18</i>	<i>52</i>	<i>55</i>	<i>71</i>	<i>73</i>	<i>74</i>	<i>93</i>	<i>96</i>
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>349</b>	<b>356</b>	<b>224</b>	<b>173</b>	<b>140</b>	<b>38</b>	<b>81</b>	<b>95</b>	<b>111</b>
<i>Marge d'exploitation</i>	<i>24,5 %</i>	<i>25,7 %</i>	<i>18,9 %</i>	<i>15,2 %</i>	<i>12,8 %</i>	<i>3 %</i>	<i>5,7 %</i>	<i>6,5 %</i>	<i>9,2%</i>
<b>Résultat net</b>	<b>217</b>	<b>211</b>	<b>139</b>	<b>105</b>	<b>93</b>	<b>30</b>	<b>56</b>	<b>59</b>	<b>75</b>
<i>Taux de marge nette</i>	<i>15,2%</i>	<i>15,2%</i>	<i>11,7%</i>	<i>9,2%</i>	<i>8,5%</i>	<i>2,3%</i>	<i>3,9%</i>	<i>4%</i>	<i>6,2%</i>

Source : comptes sociaux CNR

De manière stable au cours de la période 2012-2020, les ventes d'électricité représentent 97% du chiffre d'affaires de la CNR et 94% de ses ressources totales. Même si elles sont en croissance régulière depuis une douzaine d'années, les activités annexes électriques ou non électriques demeurent très minoritaires, représentant entre 3% et 5% du total au cours de la période. Autrement dit, l'équilibre financier de la CNR repose à 90% sur ses ventes d'hydroélectricité.

Ces revenus sont affectés par la combinaison des deux facteurs de volatilité : la variation des volumes due aux aléas climatiques, et donc hydrauliques, et la variation des prix de gros de l'électricité sur les différents segments du marché (gré à gré, à terme, spot). Ces variations peuvent parfois se compenser, comme en 2013 où une baisse des prix de gros a réduit les gains apportés par une situation hydrologique très favorable, mais elles peuvent aussi se renforcer pour réduire les recettes de la CNR comme en 2017.

Les charges d'exploitation sont constituées de quatre blocs de natures très différentes : les achats d'électricité, les redevances versées à l'Etat, les dotations aux amortissements et les charges courantes d'exploitation (coûts de personnels, prestations de service, etc...). Les provisions pour amortissement de caducité des biens en concession augmentent rapidement en fin de période, à l'approche de la date de restitution, ce qui explique une partie significative de la dégradation du résultat à partir de 2016. D'une certaine manière, cette dégradation était attendue, et donc acceptée, puisqu'elle aurait pu être évitée avec une politique de provisionnement plus linéaire qui aurait imputé une partie de ces charges sur les exercices fastes de la période précédente.

Les coûts d'exploitation étant essentiellement fixes, la marge d'exploitation et la marge nette sont très liées au volume du chiffre d'affaires. Le taux de marge nette est supérieur à 10% en début de période et se maintient encore de 8% en 2016. Il atteint un point bas à 2 % en 2017 avant de remonter à 6% en 2020.

Le tableau ci-dessus fait apparaître une autre particularité du compte de résultat, étonnante pour un opérateur appartenant à une industrie de coûts fixes : le résultat ne suit pas la croissance du chiffre d'affaires. L'explication tient à l'importance des achats d'électricité qui ont été supérieurs aux ventes nettes d'électricité de l'entreprise pendant trois années, entre 2017 et 2019. La lecture des comptes est faussée puisqu'on croit pouvoir lire une augmentation des ventes entre 2016 et 2019, alors que le chiffre d'affaires « réel », minoré de ces achats, a baissé. On observe le phénomène inverse en 2020, le chiffre d'affaires brut baisse de -18%, donnant l'impression d'une entreprise en difficulté sur le marché, alors que le chiffre d'affaires « réel », net des achats d'électricité, augmente de +13% et que le bénéfice net progresse de +27%, montrant au contraire une augmentation de la rentabilité.

Les variations des « achats-ventes » ont un effet de brouillage sur la physionomie des comptes sociaux et des ratios de gestion puisque le niveau du chiffre d'affaire brut a tendance à diminuer artificiellement la rentabilité. En prenant en compte les ventes nettes, le même résultat net annuel ferait apparaître une moyenne du taux de marge nette de 14% sur la période de contrôle, un point bas à 5,2 % en 2017 et une stabilisation entre 8,5% et 10% les années suivantes, ce qui dissiperait l'effet apparent d'une baisse très marquée de la rentabilité de la CNR en fin de période.

Enfin, ces taux de marge, net ou brut, ne permettent pas de comparer la rentabilité de la CNR avec celle des entreprises du secteur hydro-électrique. En effet, ils intègrent une redevance sur les ventes d'hydroélectricité dont l'objet est d'amputer les excédents dégagés par cette activité afin que la rentabilité du concessionnaire ne soit pas excessive. Le taux de marge d'exploitation hors redevance proportionnelle permet de mieux apprécier la rentabilité industrielle de la CNR.

Tableau n° 4 : Taux de marge d'exploitation hors redevance de 24%

En M€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CA brut	1424	1384	1185	1140	1090	1288	1423	1467	1203
CA net (hors achat élec)	882	889	714	660	632	505	597	620	620
Redevances 24%	185	186	142	132	127	107	116	122	130
Résultat d'exploitation hors redevance 24%	402	397	281	237	220	137	172	181	205
Marge hors redevance sur CA brut	28,2 %	28,7 %	23,7 %	20,8 %	20,2 %	10,6 %	12,1 %	12,3 %	17 %
Marge hors redevance sur CA net	45,6 %	44,7 %	39,4 %	35,9 %	34,8 %	27,1 %	28,8 %	29,2 %	30,8 %

Source CNR ; calcul Cour

Ce tableau permet de constater que la marge est suffisante pour absorber les effets de la redevance, même pendant les années défavorables (2017-2018). En calculant le taux marge sur les ventes nettes (comme c'est également le cas dans le scénario du plan d'affaires élaboré dans le cadre de la prolongation de la concession), la rentabilité avant redevance est encore plus élevée, de l'ordre de 35 % au cours de la période.

Pour ces raisons, il est nécessaire de confectionner un compte séparé de la concession à partir des ventes réelles en excluant les opérations d'achat/revente d'électricité et en faisant ainsi apparaître le chiffre d'affaires net de la concession.

## 2.2 Les comptes de concession

### 2.2.1 Les insuffisances des comptes séparés

La CNR doit tenir des comptes séparés pour ses activités de production adossées aux ouvrages de la concession pour les distinguer de ses autres activités. Cette obligation, reprise à l'article 4 du CCG, vise deux types de comptes : les comptes dissociés du producteur d'électricité et les comptes de la concession proprement dits.

Les premiers répondent à une obligation de séparation comptable des activités électriques prévue par la loi n°2000-108 du 10 février 2000 et sa bonne application est vérifiée par la CRE pour tous les producteurs d'électricité. Ces comptes dissociés apportent quelques informations complémentaires tout en restant très proches des comptes sociaux.

Les seconds permettaient, jusqu'en 2015, de disposer d'une présentation analytique plus fine des éléments comptables de la concession, en distinguant notamment la partie énergie, la partie navigation et la partie domaine. Leur format avait été approuvé par le comité d'audit de CNR en 2005. Mais à partir de 2016, une nouvelle réglementation a exigé que la CNR produise un Rapport annuel d'exploitation de la concession (ci-après le RAEC).

Le choix d'un modèle de RAEC commun à tous les concessionnaires permet au concédant d'avoir une vision globale du parc concédé et de disposer d'outils de comparaison

entre les sites. Ce format national a donc son utilité d'autant que les RAEC contiennent nombre d'informations, au-delà des seules données financières, et constituent donc une source très riche de données pour connaître le fonctionnement des concessions, y compris la CNR.

Toutefois cet objectif de comparabilité ne prend pas en compte les différences majeures entre la CNR et les autres concessions. Le RAEC est construit à partir d'un chiffre d'affaires normatif, égal au volume d'énergie vendue multiplié par le prix spot du marché, car il est conçu pour les concessions exploitées par EDF et la SHEM dont les ventes d'électricité ne sont pas pilotées au niveau des sites de production mais au niveau de l'entreprise intégrée.

Ce schéma est inadapté pour la CNR qui connaît le chiffre d'affaires de ses ventes réelles puisqu'elle vend elle-même sa production selon une politique de couverture qui lui est propre et n'écoule qu'une faible part de sa production sur le marché spot. On comprend, dans ces conditions, que le RAEC soit présenté en conseil de surveillance de la CNR comme un « *rapport formel* » qui ne présente pas les vrais chiffres, ce qui est à l'évidence regrettable pour un document censé éclairer le lecteur sur la gestion de la concession.

### **2.2.2 La perte d'informations par multiplication des documents comptables**

La production de comptes séparés de la concession a pour but d'apporter de la clarté et de mieux distinguer, d'une part, ce qui relève des activités propres du concessionnaire et ce qui relève de la concession et, d'autre part, ce qui relève au sein de la concession de l'activité de production électrique et ce qui relève des missions d'intérêt général que cette production permet de financer. Or, en sus des comptes dissociés soumis à la CRE, existent deux autres comptes : les comptes sociaux et les comptes de la concession dont l'élément principal, à savoir le chiffre d'affaires, est différent.

Aggravant ce constat, les ventes nettes de l'électricité produite par les ouvrages de la concession qui constituent l'assiette de la redevance ne figurent dans aucun des trois comptes publiés et font l'objet d'un calcul *ad hoc* soumis à l'administration fiscale alors qu'elles sont l'élément central de l'équilibre de la concession. Enfin, le plan d'affaires du scénario de prolongation, document officiel rendu public, mentionne des ventes nettes d'électricité qui ne figurent dans aucun document comptable.

En ajoutant à ces ventes nettes, les autres produits de la concession (redevances portuaires, garanties de capacités, services, etc...) on obtient un chiffre d'affaires net qui se prête mal à un scénario d'évolution par indexation puisqu'il comprend des recettes dont la dynamique n'est pas liée au fonctionnement de la concession (garanties de capacités, prestations de service d'agrégation, etc...).

Ces différents comptes conduisent à des écarts significatifs, même si le passage des ventes brutes aux ventes nettes ne soulève pas de difficultés notables.

**Tableau n° 5 : Comparaison comptes sociaux / RAEC/ prolongation**

<i>(en M€)</i>	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Chiffre d'affaires des comptes sociaux (ventes brutes)</b>	1424	1170	1238	1383	1424	1170
<b>Chiffre d'affaires du scénario retenu pour la prolongation (ventes nettes)</b>	660	632	505	597	620	688
<b>Chiffre d'affaires du RAEC (ventes nettes)</b>	583	546	548	730	621	501

Source : CNR, retraitement Cour des comptes ;

Sauf en 2019, les montants des ventes sont très différents, avec des écarts pouvant dépasser 20% comme en 2018, ou 30% en 2020, d'ailleurs dans des sens opposés. Même l'égalité observée en 2019 est trompeuse puisqu'elle relève du hasard : le RAEC atteint le montant de 621 M€ en additionnant 554 M€ de ventes nettes d'électricité et 66 M€ d'autres recettes, alors que le plan d'affaires de prolongation (tiré des comptes sociaux) parvient au montant de 620 M€ en additionnant 546 M€ de ventes nettes d'électricité et 74 M€ d'autres recettes.

L'article 45 du CCG prévoit que le concessionnaire règle à l'Etat une redevance assise sur ses ventes réelles d'électricité « égale à 24 % du produit du nombre de kilowattheures générés par le prix moyen du kilowattheure, tel qu'il résulte des ventes d'électricité issues de l'exploitation desdits ouvrages. ». Il n'est donc pas conforme au texte de présenter un compte de la concession construit autour d'une valeur des ventes fictive sur la base de prix spot sans lien avec les ventes réelles de la CNR.

Si l'établissement de ce rapport, prévue par la réglementation, n'est pas ici mis en cause, il est nécessaire de le compléter par un compte de la concession cohérent avec les comptes sociaux et basé sur les ventes nettes d'hydroélectricité pour être comparable au RAEC. Le détail de ce compte devrait être établi, comme cela était le cas jusqu'en 2016, en suivant une méthode adaptée à la situation de la CNR après avis du comité d'audit. Le concédant et le concessionnaire se sont déclarés favorables à la production d'un tel compte et il convient donc de mettre en œuvre la recommandation ci-après dès l'exercice 2021.

**Recommandation n° 1. (CNR, DGEC, 2022) : Produire un compte de la concession conforme au cahier des charges générales, en particulier pour l'établissement du chiffre d'affaires, en appliquant une méthodologie approuvée par le comité d'audit de la CNR.**

## 2.3 L'utilisation des excédents d'exploitation

### 2.3.1 L'existence d'une rente

La production hydroélectrique du Rhône mobilise essentiellement des coûts fixes, souvent affectés à plusieurs activités (pour les deux-tiers, ce sont des charges de personnel et des taxes). Ces coûts fixes, notamment de personnel, ne sont pas entièrement dédiés à la

production hydroélectrique et permettent à la CNR de dégager des recettes annexes liées à l'activité électrique (garanties de capacités, certificats d'origine, agrégation des ventes EnR) ou non électrique (activités portuaires, ingénierie). Faute d'isoler des coûts qui seraient spécifiques à ces activités annexes, la CNR déduit leurs chiffres d'affaires des coûts de production proprement dits, pour faire apparaître des « charges nettes » relatives à la production.

Pour obtenir les coûts complets de production, il convient d'ajouter à ces charges nettes les dotations aux amortissements et provisions liés aux ouvrages concédés, ainsi que le coût des capitaux engagés. Ce dernier coût ne fait l'objet d'aucune réglementation et les instances dirigeantes de la CNR ont-elles-mêmes fixé leur coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 8%.

Une fois ces coûts complets établis pour la période 2012-2020, on peut évaluer la marge sur le coût de revient du MWh par comparaison au prix du marché, sans considération à ce stade de la redevance de 24% sur le chiffre d'affaires payée à l'Etat. En effet, cette redevance n'est pas, à proprement parler, un coût de production mais un prélèvement dont le niveau pertinent et les modalités de calcul font l'objet d'une négociation. Le montant de la redevance, qui n'est donc pas un coût supporté dans le cadre de l'exploitation des ouvrages, est un paramètre qu'il importe de déterminer, en dehors des charges d'exploitation, pour garantir l'équilibre du contrat entre le concédant et le concessionnaire.

Les coûts complets de la CNR étant essentiellement des coûts fixes, le coût unitaire par MWh dépend des volumes produits. Deux calculs sont possibles : le premier à partir de la production annuelle réelle, ce qui a l'inconvénient d'afficher une variabilité en fonction des aléas climatique de court terme ; le second à partir de la production normative, aujourd'hui fixée à 14 TWh /an, méthode qui est complémentaire du premier mode de calcul car la production normative est proche de la production moyenne annuelle réelle à moyen terme.

La marge sur production réelle, hors redevance, fluctue en fonction des variations des prix et des volumes. Au cours de la période de contrôle, les bonnes et les mauvaises années d'hydraulicité se compensent et les valeurs moyennes réelles sont proches des valeurs moyennes normatives.

Si les facteurs climatiques et de marché sont les principaux paramètres explicatifs du montant de la rente, la hausse des coûts par MWh et le niveau de la rente sont également sensibles à la politique de provisions pour amortissements de caducité. A la différence des amortissements des actifs matériels qui suivent des échéanciers validés par le commissaire aux comptes selon la nature des immobilisations à amortir, il n'existe pas de règle comptable pour provisionner des sommes correspondant à l'amortissement de caducité des biens de la concession. La constitution de ces provisions peut ainsi être anticipée ou reportée sur les dernières années du contrat. C'est cette seconde option qui a été retenue par la CNR. Ainsi, la dotation annuelle pour amortissements de caducité passe de 18 M€ en 2013 à 109 M€ en 2020, de telle sorte que la moitié des provisions passées sur la période de contrôle l'a été sur les trois derniers exercices. Le choix de répartir de manière plus équilibrée ces charges sur la période de la concession aurait atténué leurs effets sur les coûts complets et le niveau du résultat en fin de période.

En définitive et malgré les variations annuelles, la photographie de la rente sur une dizaine d'années est néanmoins assez claire et peut être résumée ainsi : depuis de nombreuses années, la CNR produit en-dessous de 26 €/MWh et dégage, malgré les fluctuations des prix de marché et des débits du Rhône, une rente supérieure à 15 €/MWh.

### 2.3.2 Le prélèvement par l'Etat d'une partie de la rente sous la forme d'une redevance

La situation qui vient d'être décrite justifie que l'autorité concédante capture une partie de cette rente, comme elle le faisait d'ailleurs avant 2003 en taxant de 9 €/MWh la production d'EDF, qui représentait de fait une redevance à 24% applicable à un coût du mix de production d'EDF de 37 €/MWh.

Afin de mesurer les effets de ce changement de système, le tableau suivant présente une simulation de redevance fictive à 9 €/MWh sur la période 2012-2020 en comparant son rendement à celui de la redevance proportionnelle réellement appliquée :

**Tableau n° 6 : Comparaison du prélèvement de 9 €/MWh avec la redevance de 24% sur CA**

<i>Redevance 24% versus 9€/MWh</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Production réelle (TWh)</i>	15,3	17,3	14,9	13,6	14,6	10,8	14,3	13,7	13,6
<b>Prix moyen de vente €/MWh</b>	53,1	48,7	44,6	44,9	40,1	41,1	36,9	39,7	44,8
<b>Redevance fictive de 9 €/MWh (M€)</b>	138	156	134	122	131	97	129	124	122
<b>Redevance 24% sur CA (M€)*</b>	185,2	188,8	141,9	132,6	127,3	107	115,7	122,4	138
<b>Gain ou perte</b>	+ 47,2	+32,8	+7,9	+12,6	-2,7	+10	-13,3	-1,6	+16

Source : données CNR, calcul Cour.

\* Les montants de redevance indiqués dans le tableau sont ceux réellement réglés par CNR. Le taux est légèrement inférieur à 24%, environ 22,3%, car des réglementations fiscales ou environnementales appliquées après 2003 ont conduit à imputer certains montants sur la redevance versée à l'Etat, qui apparaît donc en montant net.

Les montants obtenus par les deux dispositifs sont équivalents lorsque la production est proche de la production normative (14 TWh) et que le prix moyen de vente est proche de 40 €/MWh, comme en 2016 et 2019. En revanche, la rémunération assise sur le chiffre d'affaires est plus avantageuse que le forfait lorsque les volumes vendus et les prix de vente augmentent. Globalement, le nouveau système a été avantageux pour l'Etat jusqu'en 2015 et devient globalement équivalent à partir de 2016.

Sur la période contrôlée (2012-2020), la comparaison des deux dispositifs, bien qu'assez proches, fait apparaître que la redevance proportionnelle a permis de dégager en moyenne un supplément de recettes pour l'Etat d'environ 11 millions d'euros par an<sup>3</sup> et que la diminution de la redevance dû à la baisse des prix moyens de vente en fin de période a été de courte durée, le mouvement s'inversant dès 2020.

<sup>3</sup> L'efficacité de la redevance proportionnelle a été encore meilleure sur la période 2005-2020 pour laquelle le gain a été de d'environ 14 M€ par an notamment grâce aux bonnes années 2007-2013.

La redevance proportionnelle a donc eu pour effet d'associer le concédant aux bons résultats du concessionnaire tout en l'exposant au risque de baisse des prix, alors que le forfait de 9 €/MWh ne l'exposait qu'au risque de volume.

### 2.3.3 Les investissements

Les investissements du concessionnaire constituent un usage de la rente conforme aux missions historiques de la CNR. Comme elle a fait le choix de ne pas s'endetter, c'est la rente qui permet d'investir dans les biens concédés. Le volume des investissements est donc un paramètre essentiel de l'équilibre de la concession.

#### 2.3.3.1 Les différentes catégories d'investissements

Le CCG distingue deux types d'investissements. Le premier est géré par plans quinquennaux successifs dont on peut contrôler l'exécution comme le prévoit le premier alinéa de l'article 1<sup>er</sup> quater du CCG : « *le concessionnaire soumet à l'autorité concédante un programme décrivant, pour une période de cinq ans, les actions et les travaux assortis d'une évaluation de leurs avantages et de leurs coûts, tant d'investissement que d'exploitation, qu'il entend réaliser en application des obligations du cahier des charges générales* ». Le second correspond aux investissements découlant des obligations générales du concessionnaire et couvrent l'ensemble des charges d'exploitation, de maintenance et de modernisation des ouvrages de la concession définis à l'article 2 du CCG.

Depuis 2003, la CNR traduit cette séparation par une distinction entre les investissements relevant de ses « *missions d'intérêt général* » (ci-après MIG) inscrits dans une programmation pluriannuelle imposée par le schéma directeur du CCG et les investissements « non-MIG » dont la programmation relève d'une logique industrielle. Les « plans MIG » d'une durée de cinq ans sont répartis en quatre volets : énergie, navigation, environnement, ancrage local.

Comme l'explique la CNR, « *La terminologie « plan de Mission d'Intérêt Général (Plan MIG) » a été utilisée par CNR à des fins de communication et de lisibilité à l'externe, notamment vis-à-vis des parties prenantes. Il ne figure à aucun endroit dans le contrat de concession.* ».

Le projet d'avenant en cours d'approbation ne retient d'ailleurs pas cette terminologie « MIG » et préfère les dénommer « investissements du schéma directeur » (dits « capex SD »), qu'il distingue des obligations du concessionnaire (dits « capex historiques ») auxquels s'ajoute des investissements pour les ouvrages nouveaux (dits « capex de prolongation »).

Cette catégorisation des investissements ne constitue toutefois pas une frontière étanche. A titre d'exemple, le plan MIG 2009-2013 prévoyait un investissement de 16 M€ pour améliorer la fiabilité, la sécurité et la disponibilité des écluses dont la fiche technique précisait : « *Fiabilisation et sécurisation des écluses : acquisition de pièces de rechange* ». L'acquisition de pièces de rechange est certes d'intérêt général mais relève aussi, et surtout, des obligations contractuelles du concessionnaire.

Inversement, la construction des passes à poisson qui fait partie des missions en faveur de l'environnement et qui est souvent accompagnée de l'installation de petites centrales hydroélectriques (PCH) pour turbiner ces débits dédiés, a été inscrite en MIG, au titre de l'énergie et de l'environnement. Cependant, la construction des passes à poissons est, depuis 2006, une obligation du concessionnaire en application du code de l'environnement. Lors du conseil de surveillance du 11 décembre 2018, le président de la région Rhône-Alpes-Auvergne relevait que : « *les passes à poissons ne sont pas une mission d'intérêt général, CNR n'a pas le choix. On recycle dans les MIG des actions imposées à la CNR, c'est une dénaturation.* ». Le rapport d'activité de la concession de 2017 confirme d'ailleurs la nature de ces investissements : « **Mise en conformité réglementaire, modernisation** : *Passe à Poissons de Sauveterre ; Passe à poissons de Logis-Neuf* » (RAEC 2017, page 10). Quant aux PCH, il s'agit d'une amélioration du productible conforme aux obligations du concessionnaire, donc possiblement « non-MIG ». D'ailleurs, la moitié des PCH du Rhône ont été construites avant 2003 sous le régime de la convention CNR-EDF.

### 2.3.3.2 Les investissements budgétés et réalisés

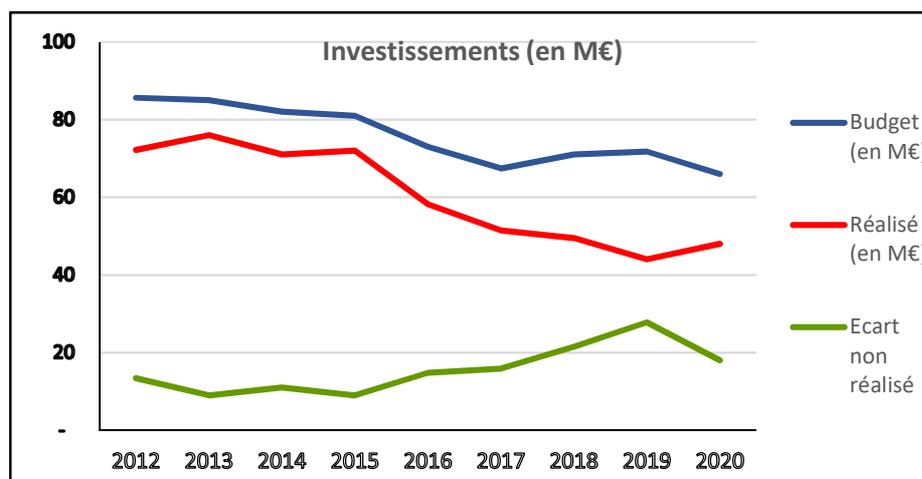
L'ensemble des investissements sur la période de contrôle, en distinguant MIG et non MIG, est présenté dans le tableau ci-après (en valeur brute avant subvention éventuelle).

**Tableau n° 7 : Investissements budgétés et réalisés (M€)**

Exercice	Budgété (en M€)			Réalisé (en M€)			Non réalisé (en M€)		
	TOTAL	MIG	Non MIG	TOTAL	MIG	Non MIG	TOTAL	MIG	Non MIG
2012	86	30	56	72	22	50	-13	-8	-6
2013	85	30	55	76	28	48	-9	-2	-7
2014	82	35	47	71	25	46	-11	-10	-1
2015	81	34	47	72	28	44	-9	-6	-3
2016	73	24	49	58	18	40	-15	-6	-9
2017	67	21	46	52	19	33	-16	-2	-13
2018	71	17	54	50	14	36	-21	-3	-18
2019	72	19	53	44	8	36	-28	-11	-17
2020	66	14	52	48	11	36	-18	-3	-15
<b>Moyenne</b>	<b>68,5</b>	<b>25,6</b>	<b>456</b>	<b>62</b>	<b>20,2</b>	<b>41,6</b>	<b>-15,2</b>	<b>-6</b>	<b>-9,2</b>

Source : CNR

Graphique n° 1 : Investissements budgétés et réalisés



Alors que le rythme annuel des investissements budgétés (80-85 M€) et réalisés (70-75 M€) était assez stable jusqu'en 2015, avec un taux de réalisation de 85 %, une dizaine de millions étant reportés sur l'exercice suivant, on observe un double décrochage à partir de 2016. Les montants budgétés baissent sensiblement et, malgré cette baisse d'environ -15%, les montants effectivement engagés baissent encore plus rapidement, près de -20%, si bien que le taux de réalisation n'est plus que de 60 % en fin de période.

La CNR explique la baisse des investissements par l'approche de la fin de la période de concession, du fait du raccourcissement de la durée d'amortissement qui oblige à limiter les investissements nouveaux. Cette explication qui vaut après 2019, n'explique pas le décrochage de 2016, huit ans avant le terme d'une concession d'une durée totale de vingt ans.

Le schéma directeur de 2003 ne fixe pas de montant global d'investissements à atteindre mais, une fois les plans adoptés, les montants programmés correspondent à des travaux que « *le concessionnaire s'engage à réaliser pendant la durée de la concession.* » comme l'indique le CCG. Ces plans d'investissements MIG sont donc à la fois « volontaires », au sens où ils sont décidés par les instances dirigeantes de la CNR, et « obligatoires », au sens où leur adoption par cycle de cinq ans est prévue au contrat et, qu'une fois adoptés, ils engagent le concessionnaire. Toutefois, ils n'engagent le concessionnaire que vis-à-vis de lui-même et la CNR peut à tout moment en abaisser le montant dans les mêmes conditions que celles dans lesquelles ils ont été adoptés, comme cela a été le cas pour le MIG 3 (2014-2018) passé de 160 M€ à 145 M€.

La CNR a adopté successivement quatre plans quinquennaux de montants variables : 127 M€ pour le 1er plan (2003-2008), 159 M€ pour le 2<sup>ème</sup> (2009-2013), 160 M€ ramenés à 145 M€ pour le 3<sup>ème</sup> (2014-2018) et 90 M€ pour le 4<sup>ème</sup> (2018-2023). Ces montants sont fortement corrélés aux résultats puisque, faute que la CNR accepte de s'endetter, ils reposent entièrement sur sa capacité d'autofinancement de la société.

Même s'ils ne sont pas intégrés aux plans quinquennaux du schéma directeur, les investissements « historiques » doivent être programmés et le sont effectivement, parfois même sur des durées supérieures à cinq ans. En effet, les opérations de maintenance découlent d'obligations légales de sécurité ou s'inscrivent dans des plans de modernisation ou de

remplacement de pièces anciennes. Ils sont donc nécessaires et doivent être anticipés pour maintenir en bon état de fonctionnement les moyens de production.

Lors d'avaries majeures la perte de productible peut être significative et leur cumul peut atteindre 0,2 ou 0,3 TWh sur l'année. En cas d'accidents graves, comme l'incendie de l'usine de Caderousse frappée par la foudre en octobre 2016, les pertes de productibles peuvent dépasser 0,5 TWh sur une année, cela a également été le cas en 2018.

L'étalement des travaux dans le temps et leur programmation permet d'éviter qu'ils ne pèsent exagérément sur la production d'électricité. Cet étalement correspond aussi à la bonne utilisation des moyens humains de la CNR qui ne dispose pas d'un effectif extensible pour gérer des travaux erratiques ou concentrés sur des périodes trop courtes.

Il apparaît ainsi que la baisse des prix de gros en 2015 et 2016, dont la répercussion a été ressentie jusqu'en 2018, et la perspective d'une réduction des bénéfices qui y était attachée, est un facteur explicatif complémentaire déterminant le volume des investissements qui atteste donc du fait que ces derniers ont constitué en partie une variable d'ajustement quand bien même ils demeuraient programmés.

Si l'on peut comprendre que le rythme des investissements s'adapte en partie aux résultats financiers, cette situation n'en reste pas moins critiquable pour trois raisons :

- S'il est vrai que les bénéfices nets ont fortement baissé sur la période 2017- 2019, ils sont demeurés positifs, dégagant 145 M€ d'excédents, ce qui a permis de verser 95 M€ de dividendes alors même que 66 M€ d'investissements programmés n'étaient pas réalisés.
- Les investissements budgétés et non réalisés sont pour partie ceux des plans d'action quinquennaux et correspondent donc à un engagement de la CNR au titre du schéma directeur dont le respect fait partie intégrante de l'équilibre financier de la concession.
- Une partie importante de la baisse des résultats s'explique par l'augmentation des dotations aux provisions pour amortissement de caducité en fin de période car leur niveau était demeuré très faible en début de période. Si ces provisions avaient été étalées, les marges pour investir auraient été plus importantes en fin de période.

#### **2.3.4 La rémunération du capital**

La rémunération du capital de la CNR est le troisième usage de la rente après la redevance versée au concédant et les investissements dans les biens en concession. Faute de taux contractuel encadrant cette rémunération, on peut calculer le taux moyen de rémunération d'une base d'actifs égale à la valeur nette comptable (VNC) des actifs au 1er janvier de l'année considérée (valeur de clôture au bilan N-1). Cette méthode est très comparable à celle d'un régulateur lorsqu'il applique un CMPC à une base d'actifs régulés.

En l'espèce, la VNC prise en compte est égale à la somme de toutes les immobilisations nettes corporelles et incorporelles de laquelle on soustrait trois éléments du passif : les écarts de réévaluation des biens en concession, les subventions d'investissement et les provisions pour amortissements de caducité des biens en concession.

**Tableau n° 8 : Calcul de la base d'actifs rémunérés**

<i>En M€</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Immos. incorporelles</i>	14,7	19,1	25,0	26,4	30,1	31,4	30,2	30,4	31,6
<i>Immos. corporelles</i>	3434	3499	3812	3561	3621	3667	3709	3748	3776
<i>Ecart de réévaluation</i>	-801	-801	-801	-801	-801	-801	-801	-801	-801
<i>Subventions investissement</i>	-228	-233	-236	-240	-245	-251	-252	-255	-256
<i>Provisions pour caducité</i>	-1937	-1963	-1996	-2036	-2083	-2134	-2197	-2266	-2342
<b><i>VNC des actifs rémunérés</i></b>	<b>420</b>	<b>455</b>	<b>490</b>	<b>509</b>	<b>521</b>	<b>512</b>	<b>488</b>	<b>456</b>	<b>408</b>

Source : CNR

Ce sont les variations des immobilisations corporelles et des provisions pour amortissement de caducité des biens concédés qui sont les composantes les plus importantes en valeur. Elles ont des effets significatifs. Ces deux grandeurs, l'une à l'actif, l'autre au passif, sont corrélées puisqu'il faut amortir les nouvelles immobilisations de la concession au fur et à mesure de leur constitution, si bien que leurs mouvements, sans se compenser, évoluent de façon inverse, ce qui explique que la base d'actifs nets à rémunérer conserve le même ordre de grandeur, entre 400 M€ et 500 M€, sur toute la période.

Au cours de la période 2012-2020, la valeur moyenne de la VNC atteint le montant de 480 M€ et sa valeur annuelle décroît régulièrement depuis son maximum de 521 M€ en 2016.

Sur la période récente, la rémunération moyenne des capitaux engagés de la CNR est très variable mais reste en moyenne élevée comme le montre le tableau ci-après :

**Tableau n° 9 : Rémunération réelle des capitaux engagés**

<i>En M€</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b><i>VNC rémunérée</i></b>	420	455	490	509	521	512	488	456	408
<b><i>Résultat net</i></b>	217	211	139	105	93	30	56	59	75
<b><i>Rémunération</i></b>	<b>52%</b>	<b>46%</b>	<b>28%</b>	<b>21%</b>	<b>18%</b>	<b>6%</b>	<b>11%</b>	<b>13%</b>	<b>18%</b>

Source : données CNR, calcul Cour

A l'exception de l'année 2017, pour laquelle la rémunération des capitaux engagés a été de 6%, les taux ont été systématiquement très supérieurs à ceux du secteur puisque la moyenne sur la période atteint 24%. Le point bas de l'exercice 2017 n'est pas significatif, ni représentatif d'une tendance, puisqu'il est dû à une hydraulicité historiquement faible en période de baisse des prix alors même que le flux des provisions pour amortissements de caducité augmentait à l'approche de la fin de la concession. Cet évènement a été rapidement effacé et la situation qui prévalait en 2016 a été retrouvée dès 2020.

On peut également relever que les résultats élevés de la période 2012-2016 ne constituent pas un « rattrapage » après des années de « vaches maigres » puisque, au cours de

la période précédente entre 2005 et 2011, la rémunération du capital, calculée par la méthode de la rémunération de la VNC, dépassait 100%.

Une partie importante des flux de trésorerie dégagés demeure dans l'entreprise qui a toujours disposé d'une trésorerie abondante, mais la majorité de ceux-ci est versée aux actionnaires sous forme de dividendes. La politique de distribution décidée par les actionnaires principaux, Engie et CDC, et appliquée de manière constante sur la période de concession, a consisté à verser aux actionnaires 67% du résultat net. Les collectivités locales riveraines, actionnaires historiques de la CNR, ne demandent pas explicitement un niveau donné de dividendes lors des conseils de surveillance car leur présence au capital répond à un objectif politique qui dépasse leur seul intérêt financier ; toutefois les principales détentrices de titres s'accrochent à ce niveau élevé qui leur est favorable. Le taux de distribution à hauteur de 67% du résultat net n'a, jusqu'à présent, jamais été remis en cause.

Les versements de dividendes ainsi que leur cumul, tous actionnaires confondus (y compris les 16,8% des collectivités locales), sont présentés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau n° 10 : Dividendes distribués et cumul des dividendes depuis 2012**

<i>En M€</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Dividendes versés</i>	141	137	90	68	60	20	36	38	49
<i>Dividendes cumulés</i>	1031	1168	1258	1326	1386	1406	1442	1480	1529

Source : CNR

Les deux principaux actionnaires, qui détiennent ensemble 83% de la CNR pour un montant d'acquisition de 750 M€ inscrit à leurs bilans respectifs, ont reçu 1230 M€ de dividendes en seize ans. A ce montant, il convient d'ajouter 206 M€ de capitaux propres de la filiale CN'Air entièrement financés par sa maison mère et 475 M€ de trésorerie qui peuvent encore être distribués.

On peut comprendre que compte tenu de ce niveau de rentabilité, ni Engie ni la Caisse des dépôts n'ont souhaité céder leurs participations dans le cadre d'un pacte d'actionnaires, comme cela avait été initialement envisagé.

Cette appréciation n'est pas modifiée si on atténue ces montants en les actualisant car les dividendes ont été exceptionnellement élevés en début de période, et jusqu'en 2013. Si on retient un taux d'actualisation de 5% ou 6%, les actionnaires ont été remboursés de leur achat en une dizaine d'années ; si on retient un taux de 7% ou 8%, ils l'ont été en une douzaine d'années. Mais ce calcul ne porte que sur les dividendes. Si on prend en compte les 230 M€ de trésorerie disponible au 31 décembre 2010 et la somme des dividendes versés, avec un taux d'actualisation de 8%, c'est en sept ans que ce remboursement a été réalisé.

Les actionnaires qui n'étaient pas déjà détenteurs de titres CNR avant la privatisation partielle et qui en ont fait l'acquisition en 2003 ont donc récupéré leur investissement entre 2010 et 2013, selon le mode de calcul retenu, alors que le contrat de concession ne devait s'achever qu'en 2023 et qu'il est prévu qu'il soit prolongé jusqu'à 2041 à titre gratuit, sans paiement d'un prix complémentaire.

Aujourd'hui, même en se plaçant dans l'hypothèse d'un contrat de concession allant à son terme de 2023 sans être prolongé, la valeur résiduelle de la CNR serait très substantielle

pour ses actionnaires puisque la société dispose en propre d'actifs importants constitués pendant la période de concession : une trésorerie abondante, actuellement de 475 M€, dans laquelle les actionnaires peuvent puiser en votant la distribution d'un dividende exceptionnel, et environ un milliard d'euros d'actifs industriels, principalement dans la production éolienne et photovoltaïque. Ces actifs, détenus par des filiales capitalisées par la CNR avec les excédents de la concession, constituent une source de revenus garantis au-delà de 2023.

-----**CONCLUSION INTERMEDIAIRE**-----

*Malgré la fluctuation des prix de ventes, la production d'électricité au fil de l'eau sur le Rhône dégage une rente qui ne peut être abandonnée au seul concessionnaire et doit être partagée de manière équitable avec le concédant.*

*L'Etat a fait le choix d'équilibrer le contrat de concession, dont les données économiques varient chaque année, avec deux instruments : le niveau de la redevance et le montant des investissements d'intérêt général à réaliser. Ces instruments ne sont pas adaptés à une régulation fine et ne permettent pas d'atteindre un résultat optimal sur une durée de vingt années. Le contrat de concession s'est ainsi révélé particulièrement favorable au concessionnaire depuis 2003 sans que le concédant puisse le corriger en cours d'exécution.*

*La redevance proportionnelle a certes permis d'associer le concédant aux effets d'aubaine dont bénéficiait le concessionnaire en période de prix élevés, c'est-à-dire sensiblement supérieurs à 40 €/MWh, ce qui a été très fréquemment le cas, mais a été insuffisante pour les faire disparaître. Cet équilibre a de plus été érodé par l'apparition de revenus adossés à la production électrique et jusqu'ici non soumis à redevance, comme les certificats d'origine et les garanties de capacité, dont le montant a triplé entre 2016 et 2019, passant de 13 M€ à 39 M€.*

*Quant aux investissements, l'absence de tout moyen d'intervention efficace du concédant pour en assurer le niveau a conduit à en faire en partie une variable d'ajustement du résultat en fin de période.*

*Même si ses résultats ont été affectés ces dernières années par la baisse des prix de marché qui s'est produite en 2016 et même si elle a dû provisionner des amortissements de caducité plus élevés à l'approche du terme de la concession, la CNR est demeurée une entreprise particulièrement rentable pour ses actionnaires qui ont reçu plus de 1,5 milliard d'euros de dividendes depuis 2003. L'Etat a pour sa part reçu près de 2,3 milliards d'euros de redevance sur la même période.*

*Dans le même temps, la compétitivité de l'énergie du Rhône n'est plus reflétée dans les prix de l'électricité à hauteur de la part qu'elle représente dans le mix électrique national et ne profite donc plus aux consommateurs.*

*Par ailleurs, la lisibilité des documents comptables doit être améliorée par la production d'un véritable compte de la concession, cohérent avec les comptes sociaux et basé sur les ventes nettes d'hydroélectricité.*

### 3 LA PROLONGATION DU CONTRAT DE CONCESSION

#### 3.1 Les conditions de la prolongation

La concession initiale, prévue pour une durée de 75 ans à compter du premier janvier suivant la date de mise en service du premier ouvrage exploité par la CNR, à savoir le barrage de Génissiat en 1948, se terminera le 31 décembre 2023. La demande de prolongation de la CNR, dont le principe a été accepté par l'Etat en 2014, ne consiste pas en un renouvellement de la concession du Rhône, qui devrait alors être mise en concurrence, mais en une prolongation de 18 années de la convention initiale dont le terme, fixé au 31 décembre 2023, serait ainsi repoussé au 31 décembre 2041. Cette prolongation se traduirait par un 9<sup>ème</sup> avenant à la convention initiale de la concession du Rhône de 1933.

#### 3.1.1 Les aspects juridiques de la prolongation

##### 3.1.1.1 Le calendrier d'adoption de la prolongation

Les négociations avec la Commission Européenne sur la compatibilité de la prolongation avec le droit des concessions et l'examen d'une éventuelle aide d'Etat se sont tenues à partir de 2018 sur la base d'un projet de plan d'affaires élaboré conjointement par la CNR et la DGEC. Ces préparatifs ont permis d'engager la procédure formelle de notification du dossier et d'approbation de l'avenant à la concession avec les étapes suivantes :

- **13 juillet 2018** : notification à la Commission de l'opération pour justifier l'absence d'aide d'Etat à la CNR
- **De juillet 2018 à décembre 2019** : échanges de questions / réponses avec la DG COMP et, en parallèle, préparation du projet d'avenant au CCG.
- **Décembre 2018** : saisine de la Commission nationale du débat public (CNDP) qui remet son bilan de la concertation achevée, en **juillet 2019**.
- **22 octobre 2019** : arrêté du ministre de la transition écologique soumettant le projet de neuvième avenant à la convention de concession à évaluation environnementale.
- **8 juillet 2020** : avis de l'Autorité Environnementale sur le plan stratégique de la prolongation de la concession.
- **Février 2021** : mise en consultation publique du projet d'avenant au CCG pour un mois et demi. La fin de procédure est prévue pour le 22 mars 2021.

L'examen par le Conseil d'Etat du projet de décret validant les conditions, notamment financières, de la prolongation de la concession, n'a pas abouti à sa publication avant la fin de l'année 2021 comme il était envisagé au moment de l'instruction. Une délibération législative est en cours au moment de la publication du présent rapport. En tout état de cause, il apparaît ainsi que la procédure a pris du retard et que le scénario 2018, réputé s'appliquer en 2019, ne s'appliquera pas avant 2022 ce qui le rend en partie obsolète avant même qu'il puisse être mis en œuvre.

### 3.1.1.2 Les modifications apportées au cahier des charges par avenant

Outre la date d'échéance repoussée en 2041, les principales modifications envisagées sont une extension du périmètre de la concession pour intégrer de nouveaux tronçons, ainsi que des travaux sur les ouvrages existants et un nouvel aménagement hydroélectrique, dépenses compensées par une modification des modalités de calcul de la redevance proportionnelle au chiffre d'affaires. Plus précisément, les principales dispositions sont les suivantes :

- Le projet d'avenant prévoit une intégration dans la concession du Rhône de 80 km du domaine public fluvial principalement en amont de Lyon dans le département de Savoie et dans le delta du Rhône ainsi que dans la zone d'Avignon (voir carte en annexe 1). Ce transfert a pour objet de permettre à la CNR d'assurer une gestion intégrée et cohérente de la voie d'eau tout le long de l'axe et d'optimiser la navigation fluviale.
- Des travaux sur les ouvrages de la concession pour un montant prévisionnel de 500 M€, dont la réalisation d'un nouveau barrage hydroélectrique à Saint-Romain-de-Jalionas, en amont du confluent de l'Ain. En outre, le projet de schéma directeur de la concession prévoit une programmation pluriannuelle d'investissements d'intérêt général (énergie, navigation, environnement, agriculture, ancrage local) de 160 M€ par tranche de cinq ans (soit 32 M€/an) dont l'exécution sera obligatoire, à la différence de la situation actuelle.
- La redevance proportionnelle aux recettes résultant de la vente d'électricité, versée à l'Etat par la CNR, est fixée actuellement, en application de l'article 45 du CCG, au taux fixe de 24 %. Le projet d'avenant prévoit que cette redevance sera calculée à partir d'un taux variant en fonction du prix de l'électricité. Ce taux calculé *ex post* en fonction du prix moyens des ventes sera fixé à partir de tranches croissantes avec le prix (10%, 34%, 60% et 80%). Ce dispositif vise à permettre à l'Etat de capter la rente en cas de hausse des prix de marché tout en lui évitant un effet de ciseau sur le résultat de la CNR en cas de baisse des prix sur les marchés de gros de l'électricité.

### 3.1.1.3 La justification de la prolongation

Pour justifier ce choix d'une prolongation plutôt que d'une mise en concurrence, la CNR et l'Etat s'appuient sur l'article L. 3135-1 du code de la commande publique qui autorise les modifications du contrat rendues nécessaires « *par des circonstances imprévisibles* ». En l'espèce, la nationalisation du secteur de l'électricité en 1946, qui a privé la CNR, pendant plusieurs décennies, du droit d'exploiter les ouvrages de production d'hydroélectricité qu'elle a aménagés sur le Rhône, serait une circonstance imprévisible.

Ce choix de la prolongation par avenant plutôt que d'une mise en concurrence ne semble pas avoir été contesté au niveau européen.

### 3.1.1.4 Les positions exprimées dans le débat public

La consultation publique de 2018 sur le projet de prolongation a suscité de très nombreuses réponses, la grande majorité a porté sur les aspects environnementaux ou,

s'agissant des syndicats de salariés, sur la préservation du modèle historique de la CNR. Toutefois, EDF et l'Association française indépendantes de l'électricité et du gaz (AFIEG) qui regroupe les opérateurs alternatifs du secteur de l'énergie, ont répondu sur des sujets industriels.

EDF est essentiellement préoccupé par la prise en compte de ses besoins pour l'exploitation de ses centrales nucléaires dans la vallée du Rhône. Ce sujet qui pourrait soulever une difficulté pour le projet de barrage de Saint-Romain, à l'aval de la centrale du Bugey, met en lumière un aspect « systémique » des débits du Rhône pour plusieurs opérateurs.

L'AFIEG déplore l'absence de mise en concurrence pour la concession à laquelle plusieurs de ses adhérents auraient pu se porter candidats et conteste l'argument de l'imprévisibilité qu'elle juge tardif. Elle apporte également un argument nouveau sur la question de l'aide d'Etat en considérant qu'il faudrait se préoccuper des avantages accordés aux actionnaires privés actifs sur le marché de l'électricité, et au premier chef Engie qui est le deuxième acteur français du secteur. L'AFIEG considère que « *La prolongation donne un avantage indu économique important à l'actionnaire opérateur pour les 18 années d'exploitation supplémentaires, que ce soit pour la partie recette d'exploitation et de maître d'ouvrage/maître d'œuvre, que pour les travaux et investissements attendus de 500 M€. Elle pourrait être analysée comme relevant d'une aide d'état bénéficiant à une société anonyme située dans un domaine concurrentiel français et européen.* » (Réponse de l'AFIEG au débat public. Cahier d'acteurs n°5 juin 2019).

Effectivement, pour entrer au capital d'une entreprise dont le principal actif, en termes de flux de trésorerie, était un contrat de concession d'une durée résiduelle de 20 ans, Engie et CDC ont payé un prix déterminé sur la base d'une valeur calculée en 2003 et sans garantie de prolongation au titre des circonstances imprévisibles. Si l'assurance d'un contrat allant jusqu'en 2041 avait été donnée à l'époque, la valeur aurait été calculée à partir d'une durée totale de concession de trente-huit années. Du fait de cette prolongation, les sociétés actionnaires bénéficieraient donc d'une durée de contrat multipliée quasiment par deux alors même que, durant la période 2003-2019, ils ont déjà bénéficié de revenus importants générés par ladite concession, au point d'avoir été remboursées de leur achat initial en moins d'une dizaine d'années comme il a été précédemment exposé.

## **3.2 L'examen du scénario de la prolongation**

### **3.2.1 La méthode mise en œuvre**

#### **3.2.1.1 La méthode de l'identité des flux de trésorerie actualisés**

L'Etat a notifié à la Commission européenne son projet de prolongation de la concession du Rhône le 12 juillet 2018 en considérant que cette dernière ne constituait pas une aide d'Etat au motif que la situation financière de la CNR ne serait pas améliorée par l'allongement de la durée de la concession en raison des modifications introduites dans le contrat (redevance à taux variable et programme de travaux supplémentaires) en appliquant la méthode de la valeur actualisée nette.

Pour retenir cette méthode, la DGEC s'est appuyée sur la décision de la Commission relative à la prolongation des concessions hydroélectriques au Portugal qui considérait qu'il était nécessaire que le droit d'utilisation des actifs et ressources ayant une valeur économique, et procurant un avantage à l'un des opérateurs sur le marché, tel qu'EDP en l'espèce, soit attribué en contrepartie d'un prix cohérent, justifiable et non arbitraire.<sup>4</sup>

La méthode d'évaluation du précédent portugais a donc été utilisée pour démontrer la possibilité d'une prolongation de la concession de la CNR à prix nul compte-tenu de l'ajustement de la redevance et des nouveaux investissements. L'Etat a ainsi examiné les flux financiers susceptibles d'être générés par la concession résiduelle (2018-2023) et a vérifié que, dans un scénario de référence, ils ne seraient pas modifiés sur la période de prolongation (2018-2041).

La DGEC a fait valoir à la Cour que la valeur économique de la prolongation repose sur « *l'évaluation du chiffre d'affaires qui sera réalisé en cas de prolongation, l'évaluation des dépenses de la CNR dans l'hypothèse de la prolongation et des hypothèses macroéconomiques, notamment en ce qui concerne le taux d'inflation.* ». (Voir annexe 4). Autrement dit, l'examen se fonde sur une série d'hypothèses destinées non pas à fixer un prix mais à garantir une neutralité des flux actualisés de trésorerie dans un environnement de marché incertain. Aucun mécanisme capable de garantir un résultat vérifiable *ex post* sur une période de vingt années n'est envisagé.

### 3.2.1.2 L'élaboration du scénario de référence

Le document transmis à la Commission a donné lieu à négociations entre le concessionnaire et le concédant. Saisie par le ministre chargé de l'énergie en décembre 2017 d'un premier projet de scénario central sur la période 2017-2041, le CGEDD a critiqué le test de la « neutralité des flux de trésorerie », dans son rapport de février 2018<sup>5</sup>, et a jugé le scénario 2017 défavorable à l'Etat. Il a demandé de relever la première tranche de redevance, de baisser la rémunération du capital autour de 6% et de mieux encadrer les programmes d'investissements en clarifiant le mode de compensation pour l'Etat en cas de non-respect des budgets votés.

L'esprit de ces recommandations a globalement été suivi dans le scénario 2018-2041 modifié, notamment pour le barème de la redevance, mais le taux d'actualisation et le paramétrage de l'ensemble sont demeurés inchangés du fait d'une série d'indexations des données économiques.

---

<sup>4</sup> Le cas portugais est cependant différent de la présente affaire puisque EDP avait versé à l'Etat concédant, en 2007, un montant de 759 M€ pour obtenir une prolongation moyenne des différentes concessions concernées de 25 ans et la procédure d'aide d'Etat portait sur la validité des différentes évaluations de ce prix par les experts, notamment deux banques portugaises (Décision de la Commission 2017/1592 du 15 mai 2017, JO de l'UE du 21 septembre 2017), alors qu'aucun montant n'est en discussion dans le cas de la CNR.

<sup>5</sup> Rapport 011991-01 du Conseil général de l'environnement et du développement durable, février 2018

Au-delà des critiques émises par le CGEDD, on peut s'interroger sur la fiabilité d'un test de neutralité sur une période de 23 ans (2018-2041) qui oblige à intégrer des hypothèses, toutes discutables, en ce qui concerne la durée effective de fonctionnement des ouvrages du Rhône, la rémunération des capitaux engagés pour chacun des ouvrages, la valeur des investissements non amortis à la date de la prolongation, le détail des redevances payées, l'impact économique des extensions géographiques, le coût effectif des investissements programmés, les coûts associés et des recettes éventuelles, sans compter tous les aléas sur les prix des marchés de l'électricité et les débits du Rhône.

A la lecture du dossier de prolongation, notamment des feuilles de calcul de simulation des revenus de la CNR, on constate que le scénario de référence est un scénario *ad hoc* qui présume ce qu'il faudrait démontrer et ajuste les paramètres économiques et financiers en conséquence.

En outre cette recherche de la neutralité de la prolongation empêche de porter un regard rétrospectif critique sur la régulation de la période antérieure et d'en relever les défauts. Les raisons pour lesquelles la rentabilité de la CNR a été beaucoup plus importante que ce qu'elle aurait dû être, notamment les effets très favorables des hausses de prix, n'ont pas été suffisamment prises en compte. De même, aucun enseignement n'a été tiré de l'incapacité du concédant à apporter, en cours de contrat, des correctifs à un dispositif financier trop favorable au concessionnaire. La méthode de la « neutralité » n'apporte donc aucune garantie sur la prévention des risques de réitération des erreurs du passé.

La méthode retenue oblige donc à comparer deux situations, avec et sans prolongation, et à construire ce scénario suffisamment tôt avant le terme de la concession en cours pour que la comparaison avec et sans prolongation ait un sens, faute de quoi la période sans prolongation se réduit chaque année à mesure que s'accumulent les retards et qu'il n'y a plus rien à comparer. Les développements ci-après montrent que le décalage de trois à quatre ans par rapport au calendrier initialement envisagé n'a pas permis d'éviter cet écueil.

### **3.2.2 La modification de l'équilibre investissements/redevance**

Comme cela a été exposé précédemment, le projet ne prévoit aucun mécanisme régulateur, ni aucune « corde de rappel » en cas de dérive des bénéficiaires du concessionnaire. Il est entièrement construit autour d'un nouveau paramétrage des dispositifs existants qui consiste à augmenter le montant des investissements et à compenser cette hausse par une baisse de la redevance de l'Etat.

#### **3.2.2.1 L'augmentation des investissements :**

L'augmentation du niveau des investissements porte sur trois catégories de travaux dont les montants prévisionnels s'étalent sur vingt-quatre ans (2018-2041) :

- Les investissements du schéma directeur (Capex SD et Opex SD dans le scénario) sont fixés au départ à 165 M€ pour le premier programme quinquennal et les montants annuels sont indexés sur l'inflation (+1,8%). Ce plan applicable sur la durée de la prolongation atteint, en euros courants, 577 M€ en capex et 352 M€ en subventions d'investissement

versées à des aménageurs publics. Ce total **de 930 M€** en euros courants constitue une dépense obligatoire.

- Les investissements liés aux travaux prévus au projet d'avenant (Capex prolongation dans le scénario) sont d'un montant prévisionnel de 455 M€ auquel s'ajoute une enveloppe pour aléas de 45 M€ ce qui conduit au total de 500 M€ mentionné dans le scénario central. Les décaissements annuels sont indexés et l'enveloppe atteint **564 M€**, en euros courants, avec un achèvement de tous les chantiers en 2031, soit un montant annuel d'investissement en euros courants **de 43 M€** entre 2020 et 2031.
- Les investissements pour l'entretien et la modernisation des biens de la concession (capex historiques dans le scénario) ne sont inscrits dans aucune enveloppe et sont calculés à partir d'un montant initial de 50 M€/an et d'une hypothèse d'augmentation de +2% par an pour tenir compte du vieillissement des équipements, auquel s'ajoute le taux d'inflation de 1,8%, soit une hausse de +3,8% par an. Ce sont eux qui représentent la charge la plus lourde, **1 720 M€**, en euros courants.

Ces montants prévisionnels appellent les observations suivantes.

Le seul montant fixé en valeur, le total de 930 M€ du schéma directeur qui se traduit par une dépense annuelle de 33 M€ en début de période, représente une contrainte qui doit être relativisée. Le montant moyen annuel est certes plus élevé en euros courants que les montants des plans MIG précédents mais en reste très proche en valeur réelle puisque CNR a programmé des montants de 28 M€ à 30 M€ entre 2009 et 2016 qui, s'ils avaient été indexés, auraient conduit à un total de 860 M€ en 2041. Le changement d'échelle n'est donc pas majeur sur une période de vingt-quatre ans.

Le montant de 455 M€ des « capex de prolongation », auxquels s'ajoute une provision de 45 M€ pour aléas, n'est qu'indicatif. Le concessionnaire, qui construira les ouvrages à ses risques et périls, devra supporter les surcoûts éventuels. Toutefois, ce risque n'est pas uniforme sur la totalité de l'enveloppe car une partie de la somme correspond à une dizaine de chantiers, de montant unitaire limité, pour lesquels la CNR a une expérience reconnue (PAP, PCH, VLH, turbines, écluses, etc.). Des chantiers équivalents (par exemple la PAP-PCH de Sauveterre pour le plus récent) ont été exécutés sans difficultés majeures dans le cadre des plans MIG actuels. Le risque principal, qui justifie une provision pour aléa de 45 M€, est donc lié au nouveau barrage de Saint-Romain dont la construction est encore incertaine.

Enfin, s'agissant des investissements historiques, la CNR explique sa prévision de la manière suivante : *« Pour les CAPEX, le volume réalisé annuellement peut varier de manière importante d'une année sur l'autre en fonction des schémas pluriannuels de travaux. Dans ces conditions, à l'inverse des OPEX, le CAPEX 2017 ne représente pas forcément la valeur normative du volume de CAPEX. Ainsi, à compter de 2019, le « CAPEX historique » est calculé sur la base de la moyenne inflatée des CAPEX des sept dernières années (2012 à 2018), afin de lisser les volumes annuels »*. Le montant initial de 50 M€ ainsi calculé est ensuite indexé au rythme de +3,8% par an. L'indexation supplémentaire de +2% pour vieillissement représente un surcoût de 350 M€ sur la prolongation par rapport au rythme antérieur de travaux de maintenance, soit un supplément de dépenses moyen d'environ quinze million d'euros par an.

Toutefois, ces montants ne sont ni inscrits ni estimés dans le projet de contrat. Les montants annuels effectivement engagés seront donc ajustables par la CNR sans que l'Etat puisse les rectifier ou même les contester puisqu'ils relèvent de la pleine responsabilité du concessionnaire. On ne peut donc exclure que les besoins de rénovation soient moindres que

prévus ou qu'ils puissent être étalés dans le temps, comme cela a déjà été le cas au cours de la période passée où l'on constate de manière récurrente un écart d'une dizaine de millions par an entre le montant des investissements budgétés et le montant réalisé.

En conclusion, les hypothèses retenues conduisent à ajuster la redevance pour prendre en compte un supplément de dépenses d'investissements, en euros courants, de 90 M€ au titre du schéma directeur, de 564 M€ au titre des équipements à construire et de 350 M€ au titre de l'entretien des équipements historiques, soit un total voisin d'un milliard d'euros. C'est ce supplément étalé sur 26 ans qu'il est prévu de compenser par un ajustement de la redevance.

### 3.2.2.2 La fixation d'un barème par tranches à taux progressif

La loi de 1921 prévoit que la CNR est soumise à une redevance fixe (article 43 du CCG) et à deux redevances proportionnelles, l'une proportionnelle au nombre de kWh produits (article 44 du CCG), qui est de faible montant unitaire (une douzaine de centimes par MWh) et rapporte en moyenne 1,8 M€ par an, et l'autre proportionnelle aux recettes résultant des ventes d'électricité (article 45 du CCG) qui est la principale source de recettes pour l'Etat et a rapporté, sur la période passée, en moyenne 140 M€ par an. C'est cette dernière redevance que l'Etat concédant a accepté de baisser pour compenser les investissements supplémentaires susmentionnés.

Pour la prolongation, l'Etat a conservé une redevance au kWh faible et une redevance proportionnelle au chiffre d'affaires élevée mais en modulant son taux en fonction du prix de l'électricité. Ce choix conduit à atténuer le risque de la CNR lorsque les prix de marchés sont orientés à la baisse et à écrêter ses gains lorsque les prix sont orientés à la hausse. Le projet de cahier des charges prévoit le barème suivant :

- « • 10% pour la fraction strictement inférieure à 26,5 €/MWh,
- 34% pour la fraction supérieure à 26,5€/MWh et strictement inférieure à 50 €/MWh,
- 60% pour la fraction supérieure à 50 €/MWh et strictement inférieure à 80 €/MWh,
- 80% pour la fraction supérieure à 80 €/MWh. »

De plus, les tranches du barème sont réévaluées comme l'inflation de 1,8% par an, afin de suivre la hausse prévue des prix de l'électricité. Dans la simulation du scénario 2018, le taux moyen résultant de ce barème part de 18% en 2021 et finit à 20,4 % en 2041, avec une moyenne de 19,3%, l'Etat diminuant son prélèvement de 780 M€. Le milliard d'investissements supplémentaires est donc financé tout en laissant à la charge de la CNR un reliquat de 10 M€/an en euros courants qui permet de réaliser une légère correction, par rapport à la période antérieure.

### 3.2.2.3 Le comportement du nouveau barème face aux variations de prix et de volume

Les tranches du barème sont l'élément qui a été le plus modifié après les critiques du rapport du CGEDD remis au ministre en 2018. Sa structure évolutive dans le temps ne permet pas de savoir si l'avantage accordé à la CNR en cas de baisse de prix sera équivalent au surplus de redevance prélevée par l'Etat en cas de prix élevés. Tout dépendra des moments où ces effets favorables et défavorables se produiront et de leurs durées. La compensation des deux effets est d'autant plus difficile à simuler que le scénario ne prend pas en compte une volatilité réelle mais se base sur une évolution linéaire des prix de gros de l'électricité.

Le profil de la simulation (augmentation des prix de 2,5% par an et érosion linéaire des débits de 0,43 % par an) conduit ainsi à une évolution linéaire du chiffre d'affaires qui n'a jamais été observée par le passé. Sa variabilité est d'ailleurs le principal argument de la CNR pour justifier qu'elle subit des risques d'exploitation importants.

Dans le nouveau barème, le taux de la redevance dépend du prix moyen de vente mais pas du volume des ventes. Il est indépendant du chiffre d'affaires et ne fonctionne donc pas comme un impôt progressif sur le revenu. Son fonctionnement est illustré par une simulation sur la période 2012-2020, représentative d'une situation réelle en prix comme en volumes. Les tranches initiales sont appliquées en 2012 puis indexée de +1,8% jusqu'en 2020 :

**Tableau n° 11 : Simulation du nouveau barème sur une période passée**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Production réelle (TWh)</i>	15,3	17,3	14,9	13,6	14,6	10,8	14,3	13,7	13,6
<b>Prix moyen de vente €/MWh</b>	53,1	48,7	44,6	44,9	40,1	41,1	36,9	39,7	44,8
<b>Ventes nettes (M€)</b>	811,9	841,9	664,0	611,2	584,2	443,4	530,0	546,0	609,9
<b>Redevance réellement payée (M€)*</b>	<b>185</b>	<b>189</b>	<b>142</b>	<b>133</b>	<b>127</b>	<b>107</b>	<b>116</b>	<b>122</b>	<b>138</b>
<b>Taux progressif simulé (en %)</b>	23,5	21,5	19,5	19,1	17,1	17,1	14,8	15,9	17,6
<b>Redevance taux progressif (M€)</b>	<b>191</b>	<b>181</b>	<b>129</b>	<b>117</b>	<b>100</b>	<b>76</b>	<b>78</b>	<b>87</b>	<b>107</b>
<b>Gain ou perte</b>	<b>+6</b>	<b>-8</b>	<b>-13</b>	<b>-16</b>	<b>-27</b>	<b>-31</b>	<b>-38</b>	<b>-35</b>	<b>-31</b>

Source : CNR, calcul cour ; \*entre 2014 et 2018 la redevance est affectée d'ajustements transitoires ; le taux effectif est plutôt de 22% ou 23% que 24%.

Cette simulation montre deux effets du changement de barème.

En premier lieu, l'effet amortisseur du taux variable en cas de baisse de prix joue à plein, comme on le voit sur la période 2016-2019 où l'Etat rend plus 30 M€ de redevance par an à son concessionnaire pour préserver ses revenus. L'effet d'érosion lié à l'indexation des tranches est également sensible : entre 2015 et 2020, années quasiment identiques en termes de production et de prix, on perd 10 M€ de redevance du fait du relèvement des tranches du barème.

En second lieu, le taux progressif n'est pas efficace pour capter l'excédent de revenus. En 2013, les revenus augmentent de 30 M€ par rapport à 2012, mais la redevance baisse de 10 M€ car l'effet volume n'est pas pris en compte dans la hausse du taux de prélèvement qui subit, en outre, l'érosion des tranches du barème par l'effet de l'indexation.

Cette simulation, qui n'a qu'une valeur illustrative, est instructive car la période examinée (2012-2020) a connu une grande volatilité des prix et des volumes avec différentes combinaisons (prix bas et volume haut, prix haut et volume bas, etc...). Elle est construite à partir de situations réelles et constitue donc un contrefactuel éclairant par rapport à un scénario de prolongation où toutes les grandeurs, prix, volumes et tranches du barème, évoluent ensemble par simple indexation.

Le fait que le barème soit trop favorable en cas de prix élevés est d'autant plus notable que les prix réels des années 2019-2020 et probablement 2021-2023 compte-tenu des ventes déjà réalisées, sont et seront probablement supérieurs aux prix prévisionnels des premières

années du scénario de prolongation. Si la variation linéaire des prix était un scénario réaliste, c'est toute la simulation qui serait d'ores et déjà obsolète.

### **3.3 La fragilité des hypothèses du plan d'affaires 2018-2041**

Il ne s'agit pas ici de proposer des hypothèses alternatives pour établir un scénario de prolongation plus convaincant que celui qui a été retenu en 2018 mais de montrer que l'indexation de différentes grandeurs à partir d'hypothèses de départ rapidement contredites par les faits, sans prévoir de clause de sauvegarde, est une méthode fragile et inadaptée à la situation de la CNR. Il convient donc d'examiner la sensibilité du scénario d'équilibre aux principales hypothèses retenues.

Les développements ci-après sont obtenus par simples modifications de la feuille de calcul du scénario de référence 2018-2041 de la DGEC et de la CNR qui a servi à l'élaboration du plan d'affaires rendu public en 2021.

#### **3.3.1 Les hypothèses de prix**

Les hypothèses de prix de vente de l'électricité ont été faites en 2017 au moment où la baisse exceptionnelle constatée entre la fin 2015 et le premier semestre 2017 a pénalisé les ventes de la CNR pour trois années du fait de l'étalement pluriannuel de sa politique de couverture. L'indexation de + 2,5% par an du prix de vente a donc été calé à partir d'un prix de départ historiquement très bas qui ne marquait ni une moyenne historique, ni une tendance lourde, comme le montre le graphique des variations du produit calendaire français Y+1 en base entre 2008 et 2019. (Cf. annexe 5).

Cette baisse conjoncturelle de 18 mois n'a pas durablement affecté le marché de gros de l'électricité et, dès le dernier trimestre 2017, les produits calendaires utilisés par la CNR pour ses ventes de couverture avaient repassé la barre des 40 €/MWh et même la barre des 45 €/MWh comme on le voit sur le graphique ci-après :

**Graphique n° 2 : Evolutions des prix des produits calendaires 2017-2019**

Source CRE, EEX

Cette remontée des prix des produits calendaires en base Y+1, Y+2 et Y+3 n'a pas été prise en compte en 2018 alors que ces derniers ont un effet directeur sur les prix moyens de vente de la CNR. Ils étaient revenus à 42 €/MWh début 2018 avant d'atteindre un pic à 60 €/MWh fin 2018, pour se stabiliser entre 45 €/MWh et 50 €/MWh pendant l'année 2019. Ce corridor d'évolution est confirmé pour l'année 2020 par la CRE qui observe, dans sa délibération de février 2021, que « le prix de l'énergie [électrique] est passé de 42 €/MWh début novembre à 51 €/MWh fin décembre ».

La fin de l'année 2021 a connu une augmentation encore plus spectaculaire des prix, à un niveau jamais connu depuis l'ouverture du marché, et aucun signe de baisse susceptible de ramener le marché dans son corridor historique n'est à ce jour décelable, les prix spot et les prix à terme pour 2023 et 2024 étant stabilisés au-dessus de 100 €/MWh depuis plusieurs mois.

En toute hypothèse, le plan d'affaires prévisionnel de la CNR le plus récent, dénommé « *Tendances 2021-2026* », présenté au comité d'audit le 6 octobre 2020, confirme les écarts sensibles avec le scénario de prolongation, les recettes de vente d'électricité et de produits annexes (ventes de certificats de capacités notamment) étant plus élevées. Ce document prévoit également un niveau de chiffre d'affaires et d'EBITDA plus élevé jusqu'en 2023 que celui inscrit dans le scénario de prolongation.

Les hypothèses de prix retenues dans le scénario 2018 présenté dans le cadre de la prolongation pour les années 2018-2019-2020 sont donc trop basses à partir de 2019, de 5 € pour 2020 et probablement de plus de 10 € pour 2021 et 2022. En outre, l'augmentation des prix de gros, entamée en 2019, confirmée en 2020 puis accentuée en 2021 et 2022, se fera encore sentir jusqu'en 2023, c'est-à-dire jusqu'à la fin de la concession actuelle. Les propres prévisions actualisées de la CNR montrent que tous les prix retenus pour les premières années du scénario de prolongation sont largement sous-estimés et ceux des années suivantes le seront également, d'autant que depuis 2020 les prix des produits calendaires ont encore augmenté ce qui renforce la caducité du scénario central élaboré en 2018.

Il n'est donc pas possible de retenir une prévision de prix de vente de l'hydroélectricité par simple indexation de +2,5%/an à partir d'un prix initial de 39,1 €/MWh en 2019, comme le fait le scénario central, et de soutenir que la prolongation sera neutre.

### 3.3.2 Les hypothèses d'indexation des charges et des produits annexes

Le projet de prolongation considère que toutes les dépenses de fonctionnement courant vont augmenter de +2,8% par an et les charges de personnel de +2,5% par an, à un rythme plus élevé que l'inflation, fixée à +1,8% par an.

On fait ainsi l'hypothèse implicite que les coûts de fonctionnement sont actuellement calculés au plus juste, sans possibilité de gains de productivité, alors que la CNR a connu pendant quinze ans une aisance financière peu propice aux économies.

La dérive des charges de personnel de 3,5 M€ à 4 M€ par an est la poursuite de celle de ces dernières années, qui étaient en partie dues à des effets de structure. Si l'effectif n'a augmenté que de 3% entre 2012 et 2020, sa composition a changé puisque le personnel d'exécution a perdu 50 postes pendant que le collège cadre en gagnait 110, dont 70 entre 2017 et 2020. L'augmentation des charges de personnel n'est donc pas seulement liée à l'augmentation des salaires mais tient aussi au profil des recrutements.

L'extension du domaine de la concession et le programme de travaux de CNR vont conduire à l'embauche de cadres et d'agents de maintenance, déjà engagée, mais l'augmentation des coûts de personnel pourrait aussi, comme par le passé, répondre à des besoins liés aux activités de marché ou de diversification comme l'indique la CNR : « *En ce qui concerne la progression du collège cadre, elle s'explique par la stratégie de CNR qui se traduit par un renforcement de directions existantes: nouvelles énergies, transition énergétique, valorisation de l'énergie mais également par la création de nouvelles directions : gestion d'actifs, coordination exploitation et sûreté qui nécessitent des compétences spécialisées.* ».

Les orientations stratégiques présentées en conseil de surveillance en 2019 prévoient de faire passer la production EnR hors concession de 1 TWh à 4 TWh d'ici 2030, ce qui demandera soit des recrutements soit une forte mobilisation des cadres de l'entreprise, sachant que la filiale CN'AIR qui sert de véhicule comptable pour porter les actifs de diversification est hébergée dans les locaux de CNR et n'a pas de personnel en propre.

Ces questions de frontières de la concession, non explicitées dans le scénario de prolongation, concernent aussi les revenus annexes, dont certains, comme les revenus de trading ou d'agrégation, sont difficiles à mesurer car ils ne sont pas détaillés dans le compte de résultat bien qu'ils mobilisent du personnel.

Enfin, on constate un écart important entre la prévision de recettes annexes du scénario qui part d'un montant de 60 M€ en 2018 puis évolue par indexation sur l'inflation pour les années suivantes, et les recettes effectives. La simulation inscrit ainsi une prévision de 67 M€ en 2018, puis 73,8 M€ en 2019 et 78,5 M€ en 2020 soit un total prévisionnel de 183 M€ pour ces trois exercices, alors que le montant réel est de 219 M€. Rien n'indique que ces recettes, tirées par la vente des certificats d'origine et des garanties de capacité, vont baisser. On a, au contraire, toute raison de penser qu'elles vont se maintenir pendant quelques années encore et pourraient même augmenter (voir [annexe 6](#)). Ces montants n'ont pas été corrigés dans le scénario de référence.

### 3.3.3 L'hypothèse retenue pour le taux d'actualisation

L'hypothèse retenue pour le taux d'actualisation est particulièrement importante compte tenu de la sensibilité des résultats du modèle à ce facteur. Le scénario arbitré retient le taux de 7,4%. Les conséquences de ce choix pour le test de neutralité sont importantes puisque le total de 1317 M€ des flux de trésorerie libres dégagés jusqu'à 2041, selon le scénario central, doit être ramené à 438 M€ en valeur actualisée 2018 pour parvenir à l'équilibre, ce qui est précisément le cas si on actualise ces flux au taux de 7,4 %. Le flux de trésorerie attendu après 2023 serait très substantiellement réduit si on appliquait un taux d'actualisation plus faible.

Il convient de relever que, dans l'hypothèse où la CNR choisirait d'emprunter pour financer des travaux exceptionnels (par exemple le barrage de Saint-Romain), elle bénéficierait de conditions d'emprunt très inférieures à 7,4%. Aujourd'hui, les comptes consolidés de la CNR comportent 572 M€ de dettes, très majoritairement d'une maturité de 15 ans, à des taux moyens inférieurs à 2%. Et la tendance est même à la baisse en 2018 et en 2019 avec des taux inférieurs à 1%. Le choix du taux d'actualisation soulève donc la question de la politique d'endettement du groupe. Pour financer ses actifs commerciaux détenus en propre, la CNR fait valoir la solidité de la maison mère (zéro dette, situation nette florissante, 475 M€ de trésorerie) et offre sa garantie pour que les banques prêtent à ses filiales à des taux inférieurs à 2%.

S'agissant enfin des risques d'exploitation des usines hydroélectriques, jugés élevés par la CNR et justifiant le taux d'actualisation cible, il importe de relever que les conditions de la prolongation ont précisément pour objet de les réduire par rapport aux conditions actuelles :

- Le risque volume est largement atténué puisqu'on a inscrit dans le scénario une décroissance linéaire du productible de référence, qui passe, hors installations nouvelles, de 14 TWh en 2020 à 13,3 TWh en 2030 et à 12,8 TWh en 2040. Un risque volume résiduel n'apparaîtrait donc qu'au-delà de la baisse déjà anticipée.
- Le risque prix est couvert par le taux de redevance variable et par l'indexation des tranches du barème sur l'inflation. Ces deux mécanismes garantissent un taux de redevance quasiment constant sur la durée de la prolongation et qui sera même rapidement inférieur à 19% en cas de stagnation des prix.
- Le risque sur les coûts est atténué par les indexations multiples qui ne prennent pas en compte les gains de productivité.
- Le risque d'investissement n'est significatif que sur le projet de barrage de Saint-Romain, les autres travaux étant des opérations classiques de modernisation ou d'amélioration du productible. Les montants prévus sont de 20 M€ à 30 M€ par an au plus fort du projet, ce qui maintient le risque dans un périmètre limité au regard des moyens financiers de l'entreprise, notamment sa trésorerie actuelle et ses capacités d'emprunt à un taux avantageux.

Il résulte de ces éléments que le risque résiduel invoqué n'est pas de nature à mettre en difficulté l'entreprise en cas d'écart défavorable des données réelles par rapport au scénario prévisionnel retenu en vue de la prolongation.

### 3.4 La simulation d'un plan d'affaires sur vingt ans, une méthode inadaptée

L'exercice de prévision effectué en 2018 a seulement permis de donner une apparente cohérence financière au plan d'affaires pour guider les négociations entre la CNR et l'Etat, mais son paramétrage final relève d'une démarche auto réalisatrice puisque les hypothèses retenues résultent d'un calcul visant à produire un scénario conforme au résultat recherché (la « neutralité des flux de cash-flows actualisés »).

Par ailleurs, le projet de nouveau barrage de Saint-Romain est un élément essentiel de l'équilibre du scénario mais aussi le plus incertain. Seul l'Etat a la possibilité d'abandonner ce projet. La décision de construire ne sera prise qu'une fois que la CNR aura achevé les études et que les autorisations seront obtenues après un débat public. Le démarrage des travaux pourrait alors intervenir à une date non connue mais entre 2024 et 2026.

En cas d'abandon, l'article 45.II du projet de cahier des charges prévoit que l'autorité concédante « *notifie au concessionnaire son choix quant aux modalités de réaffectation des sommes jusqu'à l'échéance de la concession. Cette réaffectation pourra se faire totalement ou partiellement au profit des programmes pluriannuels quinquennaux et des travaux supplémentaires, non prévus par le présent cahier des charges soumis par le concessionnaire à l'approbation préalable de l'autorité concédante, proposés par le concessionnaire à l'approbation de l'autorité concédante.* ». Si ces investissements alternatifs ne sont pas réalisés, l'Etat récupérera des sommes équivalentes sous forme d'augmentation de la redevance. Celle-ci n'est pas d'un montant fixé dans le contrat, mais résulte de calculs complexes qui produiront un total variable selon les prix de marché et la pluviométrie.

Il eût été plus simple de ne rendre obligatoire dans le contrat que les études préalables du projet de barrage, d'ajuster le niveau de la redevance à cet investissement limité, d'une vingtaine de millions d'euros, et de prévoir un plan de financement ad hoc, éventuellement financé par des ristournes de redevance <sup>6</sup>, une fois le projet engagé.

Sur le plan des principes, il est essentiel que le scénario sur lequel se sont mis d'accord, la concédant et le concessionnaire soit exécuté conformément à ce qui a été prévu. Prendre la position contraire en faisant l'impasse sur le respect du plan d'affaires, signifierait que l'administration considère que la prévention des aides d'Etat, mise en avant pour élaborer le scénario, n'est qu'une apparence et que la réalité des gains que pourrait réaliser la CNR pendant la prolongation lui est indifférente. Si tel était le cas, c'est le principe même de la prolongation de la concession sans mise en concurrence qui deviendrait contestable.

Il importe donc aux yeux de la Cour d'asoir la prolongation de la concession en prévoyant une clause de revoyure afin de prévenir les dérives par rapport au scénario retenu. Ce choix serait cohérent avec la programmation quinquennale des investissements du schéma directeur et avec la pratique actuelle de la CNR de présenter chaque année un plan d'affaires

---

<sup>6</sup> Il existe des précédents de rabais sur la redevance en cours de contrat pour compenser des charges nouvelles. Entre 2006 et 2018, l'Etat a ainsi imputé sur le montant de la redevance proportionnelle, le coût du dispositif TARTAM ou celui de dispositifs fiscaux sur les dividendes. Le taux de 24% a alors été ramené entre 22% et 23% selon les montants à compenser. Rien n'empêcherait de faire la même chose pour des travaux supplémentaires.

prévisionnel glissant sur cinq ans pour actualiser les données économiques, notamment en ce qui concerne les prix et les programmes d'investissements.

Par ailleurs, au cours des dix prochaines années, le marché de l'électricité français connaîtra des modifications majeures : réforme ou suppression de l'ARENH, arbitrage sur le nucléaire, évolution du mix de production électrique, intégration des marchés européens, etc... L'évolution des prix de gros et la variation des débits du Rhône seront mieux connus. Enfin la période 2032-2041, sera marquée par la perspective du renouvellement de la concession dont les délais de préparation sont longs. Une clause de rendez-vous permettrait d'éclairer le concessionnaire sur ses perspectives et d'ajuster au mieux les paramètres de la concession en fin de période.

En conclusion, dès lors que l'objectif revendiqué par le concédant est de réguler les revenus d'un concessionnaire qui évolue dans un environnement de marché relativement imprévisible, une méthode de recalage périodique des paramètres économiques et financiers de la concession serait beaucoup plus adaptée que celle d'un scénario prévisionnel entièrement déterminé par des indexations automatiques sur une durée de vingt ans.

**Recommandation n° 2. (DGEC, CNR, 2022) : Inscrire dans le projet de neuvième avenant au contrat de concession une clause de revoyure permettant d'ajuster les paramètres économiques et financiers du plan d'affaires et de garantir sa neutralité financière effective sur la durée de la prolongation.**

-----**CONCLUSION INTERMEDIAIRE**-----

*Les pouvoirs publics ont fait le choix de la prolongation de la concession de la CNR en conservant le modèle retenu en 2003, lui-même élaboré en continuité avec le projet historique d'aménagement du Rhône.*

*Toutefois, la méthode utilisée pour mener la procédure de prolongation présente des fragilités, notamment dans la mesure où on ne peut simuler correctement le marché et le climat sur 20 ans. La réalité sera différente du scénario de référence de 2018, comme elle l'a déjà été depuis trois ans.*

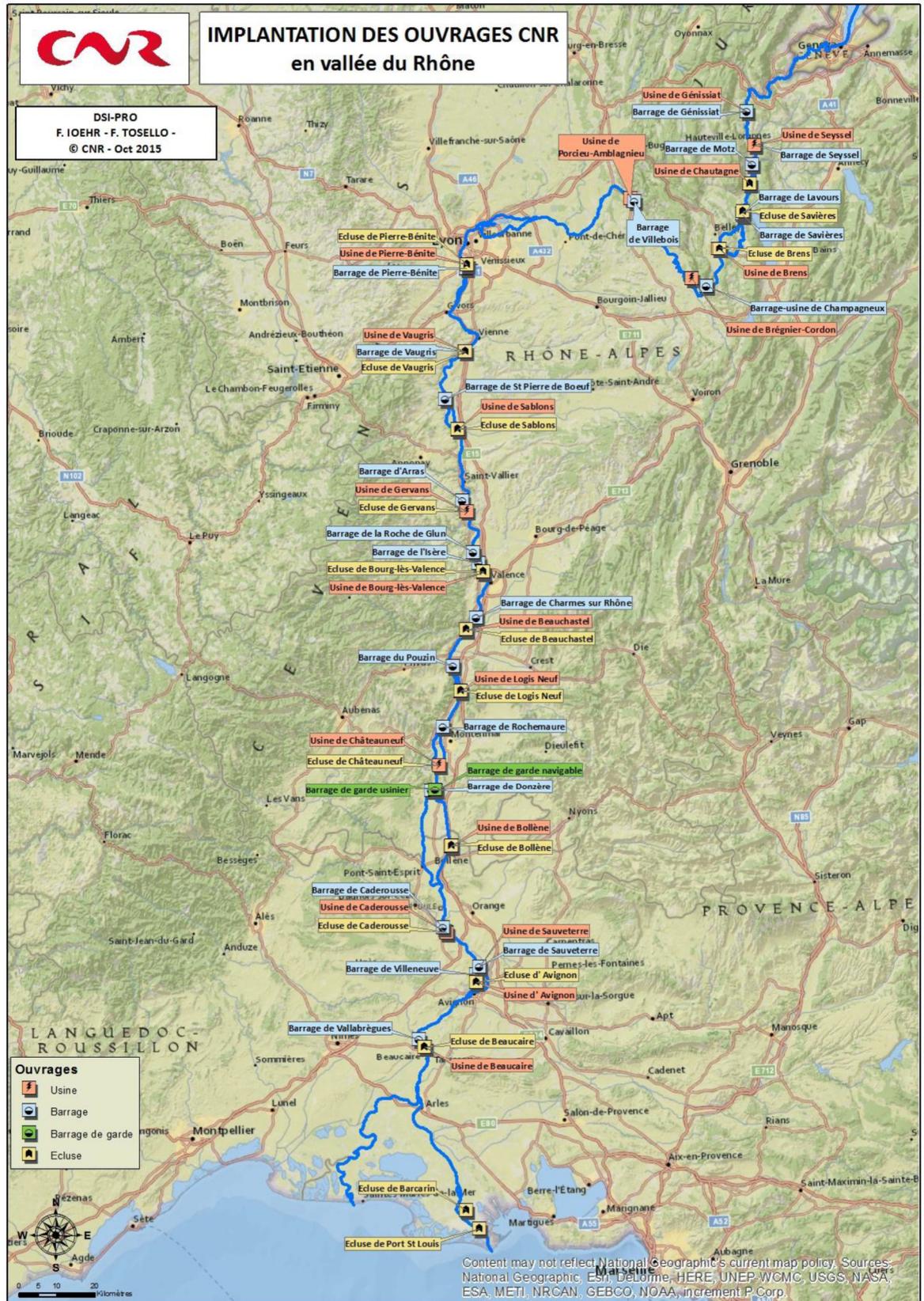
*Il convient donc, sans raccourcir la durée de la concession qui a besoin de se déployer sur le moyen terme pour être efficace, de disposer d'un dispositif de recalage des termes économiques et financiers du contrat, pour corriger les écarts de trajectoires, qu'ils soient préjudiciables au concédant ou au concessionnaire.*

---

## ANNEXES

Annexe n° 1. Carte de la concession .....	53
Annexe n° 2. Conditions de prolongation de la concession (modifications du périmètre et travaux) .....	54
Annexe n° 3. Les ressources humaines .....	55
Annexe n° 4. Hypothèses du scénario de prolongation.....	57
Annexe n° 5. Historique des prix de marché depuis 2007 .....	59

Annexe n° 1. Carte de la concession



## Annexe n° 2. Conditions de prolongation de la concession (modifications du périmètre et travaux)



**Annexe n° 3. Les ressources humaines**

a) Les charges de personnel :

<i>En M€</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Salaires</i>	73,2	76,2	76,3	82,4	82	83,9	89,7	90	91
<i>Charges sociales</i>	45	45,1	47,7	45,5	46,9	51,1	53,7	52,9	53,6
<i>Charges de personnel</i>	<b>118,2</b>	<b>121,3</b>	<b>124</b>	<b>127,9</b>	<b>128,9</b>	<b>135</b>	<b>143,4*</b>	<b>142,9</b>	<b>144,6</b>
<i>Progression</i>	/	+2,6%	+2,2%	+3,1%	+0,8%	+4,7%	+7,2%	-0,4%	+1,2%

*Source : comptes sociaux CNR*

b) Les effectifs par directions :

<b>Effectif au 31.12.N</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
DIR. ACHATS ET SERVICES LOGISTIQUES	49	51	48	53
DIR. COORDINATION DES OPERATIONS ET SURETE	158	159	162	167
DIR. FINANCE ET CONTROLE DE GESTION	47	48	47	51
DIR. GESTION D'ACTIFS ET CONCESSION	27	30	33	28
DIR. TERRITORIALE HAUT RHONE	123	120	119	124
DIR. INGENIERIE ET GRANDS PROJETS	98	101	102	109
DIR. JURIDIQUE ET ASSURANCES	12	16	15	16
DIR. MAINTENANCE	221	226	230	241
DIR. NOUVELLES ENERGIES	40	39	40	46
DIR. STRATEGIE ENVIRONNEMENTAL MARKETING	3	1	3	3
DIR. RESSOURCES HUMAINES ET SECURITE	80	79	76	76
DIR. TERRITORIALE RHONE ISERE	152	151	149	151
DIR. TERRITORIALE RHONE MEDITERRANEE	164	165	158	158
DIR. TERRITORIALE RHONE SAONE	144	138	138	138
DIR. SYSTEMES INFORMATION ET NUMERIQUE	53	53	54	55
DIR. TRANSITION ENERGETIQUE ET INNOVATION	13	16	17	16
DIR. VALORISATION DE L'ENERGIE	41	41	42	42
DIR. VALORISATION PORTUAIRE - MIG	35	32	32	33
DIRECTION COMMUNICATION ET RSE	12	13	14	15
DIRECTION GENERALE	8	8	9	5
PRESIDENCE	13	13	13	17
Total	<b>1493</b>	<b>1500</b>	<b>1501</b>	<b>1544</b>

*Source CNR*

## c) Les effectifs moyens en année pleine et les salaires

Effectifs moyens	Cadres	Maîtrise	Exécution	Total
<b>2012</b>	494	732	246	1472
<b>2013</b>	496	718	251	1465
<b>2014</b>	505	712	249	1467
<b>2015</b>	522	715	247	1484
<b>2016</b>	530	721	235	1486
<b>2017</b>	534	720	224	1478
<b>2018</b>	554	725	214	1493
<b>2019</b>	578	721	199	1498
<b>2020</b>	604	718	194	1516
<i>Variations 2012-2020</i>	+22 %	- 2 %	-21 %	+ 3 %
Salaires moyens	Cadres	Maîtrise	Exécution	Total
<b>2012</b>	4 534	2 813	2 081	3 280
<b>2013</b>	4 678	2 900	2 076	3 365
<b>2014</b>	4 746	2 956	2 086	3 428
<b>2015</b>	4 839	2 979	2 126	3 496
<b>2016</b>	4 871	2 929	2 060	3 484
<b>2017</b>	4 911	2 945	2 063	3 522
<b>2018</b>	4 981	2 954	2 040	3 575
<b>2019</b>	4 894	2 914	2 068	3 564
<b>2020</b>	4 901	2 936	2 178	3 640
<i>Variations 2012-2020</i>	+ 8 %	+ 4,3 %	+ 4,7 %	+ 11 %

Source : CNR, salaires en net fiscal ; \* l'augmentation des charges de personnel en 2018 est en large partie due à des éléments non récurrents, le montant hors évènements est de l'ordre de 139,5 M€.

Les cadres qui représentaient un tiers de l'effectif en 2012 en représentent 40% en 2020. Cette tendance s'explique par la stratégie de diversification de la CNR dans la transition énergétique, mais également par la création de nouvelles directions en 2017 : gestion d'actifs, coordination exploitation et sûreté qui nécessitent des compétences spécialisées. Il y a de moins en moins de personnels d'exécution car les tâches à faible valeur ajoutée sont externalisées et une partie des activités, dites d'exécution, ont été absorbées par des évolutions technologiques. Dans les directions opérationnelles (ingénierie, maintenance et exploitation), les emplois d'exécution ont été conservés et même renforcés.

## Annexe n° 4. Hypothèses du scénario de prolongation

### 1) Les recettes de la CNR

La production hydraulique du Rhône a été évaluée jusqu'au 31 décembre 2041 en prenant en compte les éléments suivants :

- la production moyenne des dix dernières années (de 2008 à 2017)
- les dispositions de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 *sur l'eau et les milieux aquatiques* qui conduit à une baisse de la production d'environ 300 GWh/an
- la production moyenne des petites centrales hydrauliques (**PCH**) du Rhône (Moz, Lavours et Rochemaure et Le Pouzin), qui peut être évaluée à 170 GWh par an
- la production complémentaire de la PCH de Vallabrègues qui sera mise en service en 2021
- la production complémentaire qui sera réalisée suite aux travaux réalisés au cours de la période de prolongation. A ce stade, il est prévu que le programme de travaux soit réalisé entre 2019 et 2031, avec une augmentation progressive de la production. Une fois tous les travaux terminés, ce programme devrait permettre de générer une production complémentaire d'environ 441 GWh/an.
- Les impacts du changement climatique qui se traduiront par une diminution estimée du productible de 0.43%/an

L'évaluation des prix du marché de l'électricité est basée sur les prix *forward*. Afin de limiter la volatilité des prix *forward* d'un jour sur l'autre, les prix retenus pour la période de 2019 à 2021 sont les prix *forward* moyens des douze derniers mois. Au-delà de cette date, un taux d'inflation de 2.5% par an a été appliqué aux prix *forward* moyens de l'année précédente.

Il convient de souligner que le taux de 2.5% qui a été retenu est supérieur au taux d'inflation résultant des prévisions du Fonds Monétaire International (**FMI**) pour la France. En effet, selon les prévisions du FMI, le taux d'inflation devrait croître progressivement pour atteindre environ 1.8% en 2022. Le taux retenu est également supérieur à l'objectif d'inflation proche de 2% fixé par la Banque centrale européenne (**BCE**) pour la zone euro.

L'évaluation tient également compte du décalage entre les prix *forward* et les prix *spot* moyens réellement obtenus par la CNR pour la valorisation de la production du Rhône (ce décalage est appelé *market factor*). En effet, le prix *spot* moyen obtenu par la CNR peut varier compte tenu de la modulation de la production par le concessionnaire entre heures creuses et heures pleines. Une étude des prix *spot* moyens annuels obtenus par la CNR pendant les dix dernières années met en évidence un décalage (*market factor*) de **101.13%**. Cette valeur a été prise en compte pour calculer les prix de marché jusqu'à 2041.

### 2) Les dépenses de la CNR

L'évaluation des dépenses d'exploitation repose sur une évolution des valeurs normatives des dépenses d'exploitation, comme dans le calcul de flux sans prolongation, en tenant compte de flux supplémentaires liés :

- Aux dépenses induites par les nouveaux ouvrages réalisés par la CNR dans le cadre du programme travaux

- Aux dépenses supplémentaires liées à l'intégration dans le périmètre de la concession des tronçons du domaine navigable du Rhône et de certains ouvrages du Rhône actuellement gérés par VNF
- A l'accroissement des dépenses du concessionnaire suite au vieillissement des aménagements de la concession du Rhône

Au-delà du dernier seuil, la valeur économique dégagée par le concessionnaire devrait être essentiellement restituée à l'Etat.

### 3) Les hypothèses macroéconomiques

L'évaluation de la valeur économique de la concession du Rhône est basée sur des hypothèses macroéconomiques d'inflation retenue selon les dernières prévisions du FMI pour la France publiées en avril 2017, selon lesquelles le taux d'inflation devrait croître progressivement pour atteindre environ 1.8% en 2022.

Jusqu'à l'année 2022, l'évaluation se fonde sur les taux prévus par le FMI. Au-delà de l'année 2022, c'est la valeur de 1.8% qui a été prise en compte. Ce taux apparaît cohérent par rapport à l'objectif d'inflation proche de 2% fixé par la BCE.

Par ailleurs, les trois paramètres suivants évoluent plus rapidement que l'inflation :

- le prix de l'électricité, pour lequel l'hypothèse retenue prévoit une variation annuelle de 2.5% entre 2021 et 2041 ;
- les dépenses d'exploitation liées à la maintenance des aménagements de la concession évoluent plus vite que l'inflation (de 2%) en raison du vieillissement des aménagements compte tenu de l'âge avancé des ouvrages;
- enfin, le coût de la masse salariale évolue également plus rapidement que l'inflation, en raison (i) du glissement vieillesse-technicité et (ii) de l'assujettissement de l'ensemble du personnel de CNR au statut des industries électriques et gazières. Sur les cinq dernières années (2012-2017), le taux d'augmentation annuelle de la masse salariale était légèrement supérieur à 2.5%. Le taux d'inflation de la masse salariale pour la durée de la prolongation a donc été évalué à 2.5%.

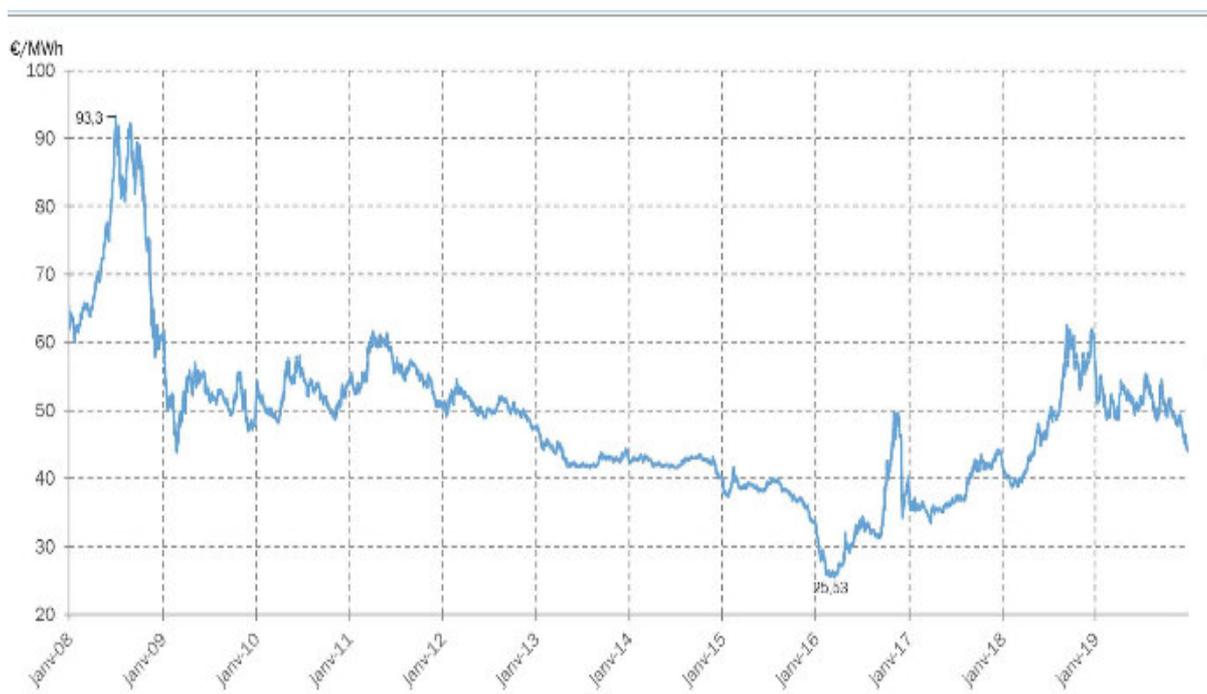
L'évaluation de la somme des flux de trésorerie disponibles futurs actualisés repose sur une hypothèse de **taux d'actualisation** nominal après impôts de 7.4% par an. Ce taux reflète les aléas propres au secteur de l'électricité hydraulique français, auxquels est exposée la CNR : d'une part, l'hydraulicité (les apports hydrauliques, lesquels peuvent varier de façon importante d'une année à l'autre, à titre d'exemple moins 30% en 2017) et, d'autre part, le niveau des prix du marché de gros de l'électricité.

### Annexe n° 5. Historique des prix de marché depuis 2007

Afin d'apprécier les projections du prix moyen de vente de la CNR faites sur la période prolongation, on peut considérer l'historique de la cotation du produit calendaire français Y+1 en base qui a un effet directeur pour la CNR. Le prix moyen de ce produit sur 2008-2019 est d'environ 48,4 €/MWh avec un maximum de 74,1 €/MWh sur 2008 et un minimum de 33,3 €/MWh sur 2016. La moyenne sur l'année en 2019 est d'environ 50,9 €/MWh.

On voit sur le graphique ci-dessous que la période de référence du scénario de prolongation est celle qui a été la plus perturbée.

Graphique n° 3 : Historique du prix du produit calendaire français Y+1 base



Source CRE, EEX

En 2010 et 2011, au moment de l'instauration de l'ARENH, dont les effets n'ont été sensibles qu'en 2013, le prix moyen du produit calendaire Y+1 base est voisin de 50 €/MWh. Pendant la période initiale d'ARENH non rationné, 2012-2015, le prix de marché s'est rapproché du prix de l'ARENH à 42 €/MWh jusqu'au décrochage de 2016. Dans son observatoire des marchés de gros, la CRE explique cette baisse « *par la baisse importante des prix des combustibles pour la production d'électricité qui a eu lieu à la fin de l'année 2015 et au début de l'année 2016 (...)* Le prix du produit Calendaire 2017 est remonté au second trimestre 2016 suivant notamment la hausse importante des cours du charbon ». Les aléas de début de 2017 sont, selon la CRE, dus à des incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire.

L'épisode de 2016-2017 ne marque donc pas une tendance lourde. De plus, à partir de 2018, le plafond de l'ARENH est dépassé et la demande adressée au marché augmente. Les prix retrouvent d'ailleurs un niveau proche de la période « sans ARENH » et fluctuent à nouveau autour de 50 €/MWh.