

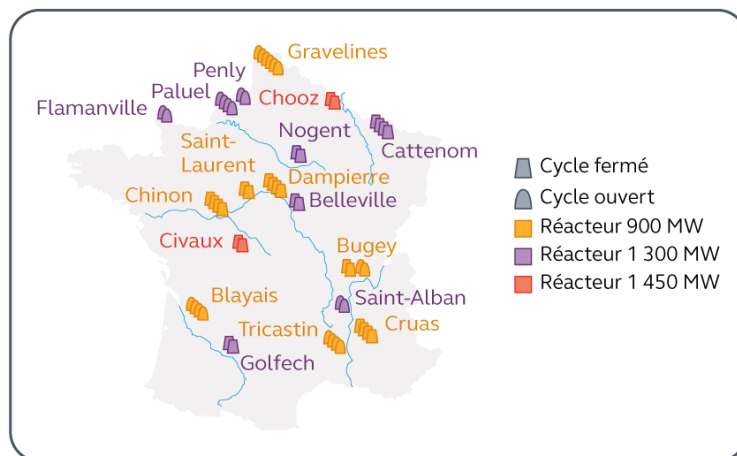
3

L'adaptation des parcs nucléaire et hydro-électrique au changement climatique

PRÉSENTATION

Le parc nucléaire est composé de 18 centrales regroupant 56 réacteurs en exploitation, d'une puissance totale installée de 61,4 GW²⁶⁶. Ce sont tous des réacteurs à eau pressurisée de deuxième génération, dits « REP », qui ont été construits à la fin du XX^e siècle, pour une durée initiale de 40 ans, susceptible d'être portée à 50 puis 60 ans.

Carte n° 15 : paliers de puissance et mode de refroidissement des 56 réacteurs nucléaires d'EDF en exploitation en France



Source : RTE, Futurs énergétiques 2050

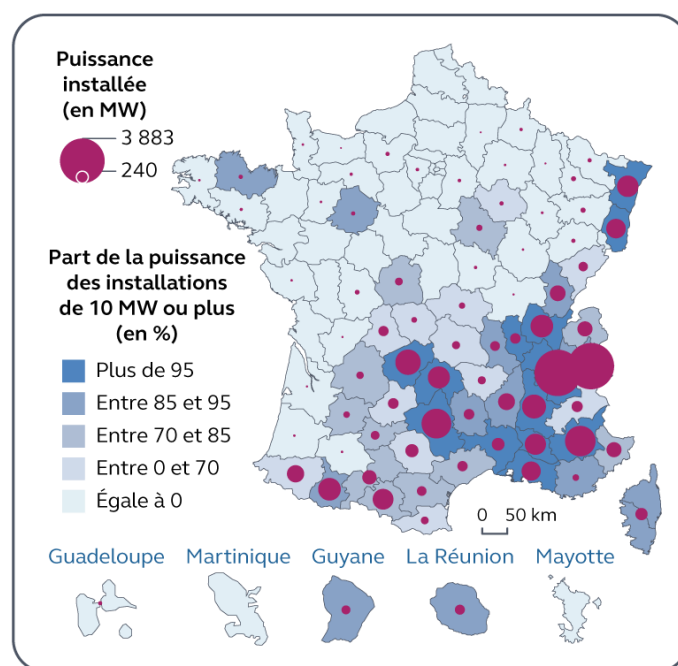
Note : en circuit ouvert, l'énergie non transformée en électricité est renvoyée au milieu aquatique sous forme de chaleur (mer ou cours d'eau). En circuit fermé, 95 % de l'énergie non transformée en électricité est évacuée dans l'atmosphère par évaporation et convection via les aéroréfrigérants.

²⁶⁶ La puissance des réacteurs actuellement en exploitation est comprise entre 900 MW et 1 450 MW.

L'annonce d'un programme « nouveau nucléaire »²⁶⁷ avec une première tranche de six réacteurs EPR2²⁶⁸ de 1 650 MW prévus pour fonctionner au moins 60 ans, puis une seconde tranche additionnelle à l'étude de huit EPR2, oblige à inscrire les préoccupations climatiques dans une perspective de très long terme (2080-2100, voire au-delà).

Le parc hydro-électrique représente près de 26 GW de puissance installée. Il est le fruit d'un héritage historique caractérisé par un grand nombre de concessions attribuées à trois principaux gestionnaires dont les deux premiers sont au centre de l'enquête de la Cour : Électricité de France (EDF), assurant environ 70 % de la production hydro-électrique nationale²⁶⁹, et la Compagnie nationale du Rhône (CNR), environ 25 %.

Carte n° 16 : puissance des installations hydrauliques par département fin 2021



Source : SDES, chiffres clés des énergies renouvelables – édition 2022

²⁶⁷ Déclaration du Président de la République sur la politique de l'énergie, le 10 février 2022 à Belfort.

²⁶⁸ L'EPR2 est la version industrialisée de la tête de série EPR, en cours de construction à Flamanville.

²⁶⁹ EDF exploite 5 500 centrales hydrauliques, réparties sur près de 300 concessions.

En France, les parcs nucléaire et hydro-électrique ont représenté jusqu'à 89 % de la production totale d'électricité au cours de la période 2014-2022²⁷⁰. L'année 2022, marquée par le cumul d'une faible disponibilité du parc nucléaire et d'une baisse de la production hydro-électrique, a affiché un net recul avec une production cumulée représentant seulement 73 % de la production électrique totale.

Les parcs nucléaire et hydro-électrique ont en commun d'être à la fois des infrastructures prévues pour fonctionner sur le long terme et d'être dépendants de la ressource en eau pour l'exploitation et la sûreté des installations. Or, la disponibilité de l'eau est affectée par le réchauffement climatique, dont les impacts directs sur la ressource iront grandissant (baisse des débits, pressions environnementales, arbitrage sur les usages).

Le présent chapitre fait suite à une communication de la Cour portant sur l'adaptation au changement climatique du parc de réacteurs nucléaires, remise au Sénat au mois de février 2023²⁷¹. Il vise à appréhender les effets prévisibles du changement climatique sur la sûreté, l'exploitation et la production des parcs nucléaire et hydro-électrique. Il examine la manière dont le changement climatique est pris en compte dans les référentiels et les normes de sûreté, les actions d'adaptation mises en œuvre par les acteurs, ainsi que la difficile évaluation de leurs coûts, avant d'évoquer les exigences nouvelles qu'il fait peser sur le développement des installations futures.

I - Le changement climatique soumet les parcs nucléaire et hydro-électrique à des risques accrus

Ces parcs ont en commun d'être des infrastructures prévues pour fonctionner sur le long terme tout en étant dépendantes, pour l'exploitation et la sûreté des installations, de la ressource en eau dont la disponibilité est affectée par le réchauffement climatique.

²⁷⁰ Source : RTE, [Production d'électricité en France - Accès aux données RTE \(rte-france.com\)](https://www.rte-france.com). Sur la période 2014-2022, la production hydro-électrique a contribué à hauteur de 10 à 13 % de la production totale annuelle d'électricité et la production nucléaire de 62 à 77 %.

²⁷¹ La Cour des comptes avait été saisie, le 18 janvier 2022, par la Commission des finances du Sénat, sur le fondement de l'article 58-2° de la loi organique du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, d'une demande d'enquête portant sur « *l'adaptation au changement climatique du parc de réacteurs nucléaires* ».

A - Une expertise climatique mobilisée pour définir les risques associés au changement climatique

1 - La recherche de projections climatiques de long terme

S'agissant du parc nucléaire, des projections climatiques de long terme sont nécessaires tant pour la poursuite du fonctionnement des centrales actuelles au-delà de 40 ans d'exploitation que, plus encore, pour la réalisation des nouveaux programmes²⁷². Pour l'hydro-électricité, au-delà de projections de long terme qui demeurent utiles, l'élaboration de modélisations hydrologiques à partir des modèles climatiques représente un enjeu plus important.

Le service climatique²⁷³ d'EDF réalise, pour les parcs hydro-électrique et nucléaire, une sélection de projections climatiques à partir des scénarios du GIEC : RCP4.5 et 8.5, ponctuellement le RCP6.0, pour le 5^{ème} rapport, SSP1-2.6, SSP2-4.5, SSP3-7.0, SSP5-8.5, pour le 6^{ème} (cf. chapitre d'introduction générale)

En complément, les modèles du programme Euro-Cordex²⁷⁴ et de Météo France, qui les affinent, sont utilisés pour une modélisation à l'échelle locale (maille régionale généralement) des projections climatiques globales.

2 - Les modélisations hydrologiques à l'appui de la gestion du parc hydro-électrique

Les méthodes d'évaluation des impacts du changement climatique utilisées par EDF permettent d'estimer si les évolutions futures du climat peuvent avoir une influence sur l'hydrologie du bassin versant d'un aménagement hydro-électrique²⁷⁵. Les projections climatiques utilisées, dites « *Global climate models* » (GCM), consistent en 17 trajectoires pour les deux scénarios d'émissions de gaz à effet de serre du GIEC, RCP4.5 et

²⁷² Déploiement de 14 EPR2, dont huit à l'étude, annoncé en 2022 par le Gouvernement.

²⁷³ Créé en 2014.

²⁷⁴ Déclinaison européenne du programme international Cordex, Euro-Cordex, auquel participent les principaux établissements et laboratoires publics français de recherche sur le climat, a réalisé à l'échelle de l'Europe un ensemble de projections climatiques à une très haute résolution spatiale (12 km).

²⁷⁵ EDF Hydro a participé au développement d'un nouveau guide dit IHA (, 2019) pour l'évaluation de la résilience des aménagements hydro-électriques aux effets de l'évolution climatique.

RCP8.5. La chaîne de modélisation, développée en interne, suit trois étapes : la déclinaison territoriale des projections climatiques globales en précipitations et en températures, une étape de modélisation hydrologique et la traduction de l'hydrologie en production potentielle.

La Compagnie nationale du Rhône (CNR) s'appuie sur les travaux de ses services d'ingénierie ainsi que sur les études menées à l'échelle du bassin versant du Rhône, sous le pilotage de l'agence de l'Eau Rhône-Méditerranée-Corse et de la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) de bassin. Une récente « *Étude de l'hydrologie du fleuve Rhône sous changement climatique* », publiée en mars 2023²⁷⁶, s'appuie sur les deux scénarios RCP 4.5 (médian) et RCP 8.5 (le plus pessimiste) du GIEC et dix projections climatiques.

3 - Les paramètres retenus pour appréhender les risques associés au changement climatique

L'arrêté fixant les règles générales applicables aux installations nucléaires de base (INB)²⁷⁷ ne prévoit pas explicitement leur adaptation au changement climatique, mais impose la prise en considération des conditions météorologiques ou climatiques extrêmes, ainsi que leurs interactions, à chaque démonstration de sûreté, en particulier lors des réexamens périodiques décennaux. S'agissant des aléas les plus sensibles au changement climatique, EDF réalise des projections temporelles pour alimenter les stratégies de prévention et d'adaptation du parc. Les paramètres physiques associés à ces aléas sont les températures élevées de l'air et de l'eau, la sécheresse entraînant une diminution des débits des cours d'eau, et le risque de submersion marine (marée, vitesse de vents, etc.).

²⁷⁶ BRLi, 2023, *Étude de l'hydrologie du fleuve Rhône sous changement climatique*.

²⁷⁷ Arrêté des ministres chargés de l'écologie et de l'industrie du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (INB) dont l'article 3.6 porte sur les agressions externes à prendre en considération.

Tableau n° 15 : liste des agressions externes d'origine climatique et paramètres physiques associés

Agressions externes d'origine climatique	Paramètres physiques
Canicule	Températures maximales de l'air et de l'eau
Inondation externe	Débit et/ou niveau haut de la source de prélèvement en eau (source froide), pluie, vitesse de vent associée à la houle
Sécheresse	Débit et/ou niveau bas de la source froide
Neige et vent	Vitesse de vent et niveau de neige
Tornade	Fréquence et intensité des tornades
Grand froid, frasil et prise de glace	Températures minimales de l'air et de l'eau
Foudre	Épisodes orageux / caractéristiques des arcs de foudre

Source : EDF

L'évolution de l'hydrologie constitue le principal risque affectant l'exploitation des ouvrages du parc hydro-électrique. EDF distingue les risques chroniques, qui découlent de la hausse des températures et de l'évolution du régime de précipitations, des risques aigus issus des vagues de chaleur, des sécheresses, des précipitations extrêmes et des tempêtes. Pour la CNR, le principal risque est l'évolution du débit du Rhône qui influe directement sur la production électrique des ouvrages au fil de l'eau.

En matière de sûreté, le changement climatique expose les barrages à des événements tels que des crues exceptionnelles ou des glissements de terrain. Les risques sont de deux ordres : une rupture du barrage par la surverse²⁷⁸ ou, à l'aval, un risque d'inondation. Indépendamment de la sûreté, l'évolution de l'hydrologie peut entraîner des variations dans la production électrique, des pressions accrues sur l'environnement et des conflits d'usages de l'eau.

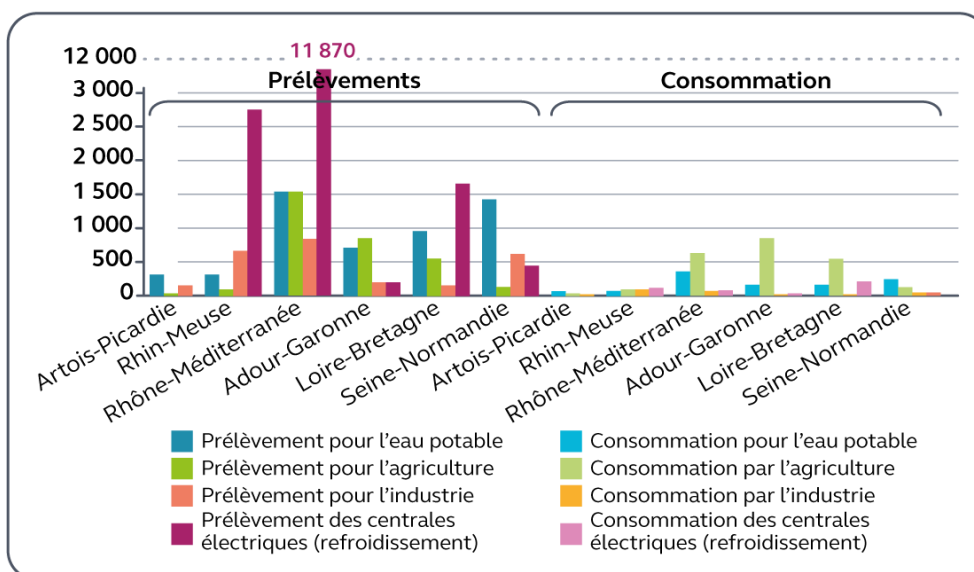
²⁷⁸ Par l'augmentation instantanée mais de courte durée de la charge hydrostatique sur le barrage ou l'érosion des matériaux du barrage pour les barrages en remblai.

B - Des contraintes majeures liées à la ressource en eau et aggravées par le changement climatique

1 - Les contraintes de prélèvements et de rejets du parc nucléaire

Le volume d'eau douce prélevé chaque année en France pour les activités humaines représente, en moyenne depuis 2010, environ 32 milliards de m³, hors barrages. Un peu plus de la moitié de ce volume est destinée au refroidissement des centrales électronucléaires. L'eau prélevée est ensuite presque entièrement rejetée dans le milieu aquatique, à proximité du point de prélèvement mais à une température plus élevée.

Graphique n° 24 : prélèvements et consommation d'eau douce en France métropolitaine par usage et par bassin hydrographique, en millions de m³ moyenne 2010-2018



Source : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/leau-en-france-ressource-et-utilisation-synthese-des-connaissances-en-2021>

Note : Le commissariat général au développement durable (CGDD/SDES) a mis à jour en mars 2023 les données liées à la consommation d'eau en apportant l'explication suivante : « La série de données sur l'estimation de la consommation d'eau douce a été révisée à la baisse, en mars 2023, à la suite de la mise à disposition de données détaillées de consommation d'eau par centrale électrique nucléaire. Ces estimations de consommation par les centrales, transmises par EDF, ont montré que les coefficients précédemment utilisés pour l'estimation de la consommation des centrales conduisaient à une surestimation de cette consommation. Cette révision modifie en conséquence la valeur de consommation totale et la répartition des usages. ». Ce graphique remplace donc celui qui figurait dans le rapport de la Cour remis au Sénat en février 2023.

Le type de circuit de refroidissement conditionne la consommation finale d'eau. En circuit ouvert (18 réacteurs en bord de mer, dont quatre en estuaire, et huit en bord de fleuve), l'eau prélevée est utilisée pour refroidir le réacteur puis rejetée dans son milieu : les prélèvements sont donc très importants mais la consommation très faible. En circuit fermé (30 réacteurs en bord de fleuve), la quantité d'eau prélevée est beaucoup plus faible mais subit une évaporation moyenne de 24 %²⁷⁹ ; l'échauffement de l'eau y est également moindre que pour une centrale à cycle ouvert.

Ainsi qu'exposé sous le graphique n° 1, les estimations de la consommation d'eau des centrales ont été revues à la baisse au premier trimestre 2023 par le ministère de transition écologique lors de la présentation du plan gouvernemental sur l'eau²⁸⁰, passant de 31 % à 12 % du volume annuel consommé en France métropolitaine²⁸¹. Les relevés des données de prélèvement et de consommation sont réalisés par EDF mais seuls les prélèvements font l'objet d'une obligation de mesure, communiquée aux agences de l'eau. Les corrections opérées en 2023 comme les contraintes à venir sur la ressource en eau doivent inciter les pouvoirs publics à améliorer la qualité du système d'information sur l'eau et son accessibilité au public, comme la Cour l'a déjà recommandé²⁸². Le plan gouvernemental sur la gestion de l'eau prévoit l'installation obligatoire, pour les prélèvements importants, de compteurs avec télétransmission des volumes prélevés. Mais la Cour réaffirme la nécessité de fiabiliser davantage les mesures de prélèvement et de consommation d'eau des centrales. De son côté, l'exploitant reconnaît la nécessité d'améliorer les échanges et la qualité des mesures, tant pour les eaux de surface que pour les nappes souterraines, qui sont également sollicitées pour les besoins des installations.

Les enjeux relatifs à la disponibilité de la ressource en eau pour les centrales nucléaires en exploitation portent également sur les limites réglementaires de prélèvements et de rejets d'effluents radioactifs ou chimiques²⁸³ et d'eau chaude. Pour les sites implantés en bord de cours d'eau, les rejets d'effluents ne sont autorisés que si le débit est suffisant. À

²⁷⁹ Estimation moyenne pour le parc sur l'année 2021.

²⁸⁰ Plan d'action pour une gestion résiliente et concertée de l'eau – avril 2023.

²⁸¹ Source service statistiques du MTES, mise à jour 2023.

²⁸² Cour des comptes, La gestion quantitative de l'eau en période de changement climatique, rapport public thématique, juillet 2023.

²⁸³ Une centrale utilise des produits chimiques pour son fonctionnement. Ces rejets chimiques sont liés principalement à l'usure des condenseurs, au conditionnement des circuits primaire et secondaire, aux traitements biocide et antitartre du circuit de refroidissement ainsi qu'aux rejets des stations de déminéralisation et d'épuration des sites.

défaut, l'exploitant est tenu de les stocker dans des réservoirs, le temps que les débits augmentent. Des capacités supplémentaires d'entreposage sont mobilisables mais soumises à l'autorisation de l'autorité de sûreté nucléaire. En l'absence de capacité mobilisable, l'exploitant est alors tenu de réduire ou d'interrompre la production. Au cours de l'été 2022, plusieurs fleuves ont connu de faibles débits, interdisant tout rejet radioactif, sur des périodes de quelques jours, dont en particulier la Loire, la Seine et la Moselle. Cette situation a conduit l'autorité de sûreté nucléaire à accepter, pour cinq centrales nucléaires²⁸⁴, l'usage des réservoirs de secours.

Les limites de températures, prescrites sous forme d'une température maximale de l'eau rejetée en aval et/ou d'écart maximal entre la température en aval et en amont de la centrale, peuvent également imposer à EDF de réduire ou d'arrêter sa production. Toutefois, lorsque le maintien en exploitation des réacteurs est jugé nécessaire à l'équilibre et à la stabilité du réseau par son gestionnaire (RTE), ou qu'il relève d'une nécessité publique, des dérogations temporaires sont prévues par la réglementation. Lors de la sécheresse de l'été 2022, l'Autorité de sûreté nucléaire et le ministère de la transition énergétique ont ainsi modifié temporairement les limites de rejets thermiques des centrales pour maintenir la production sur les sites de Bugey, de Golfech, de Saint-Alban et de Tricastin.

2 - Les contraintes d'exploitation du parc hydro-électrique

Les grands ouvrages fluviaux fonctionnant au fil de l'eau, capables de fournir de l'électricité en continu, doivent faire l'objet d'une gestion coordonnée, surtout lorsqu'ils assurent un service pour la navigation. Les barrages à écluses, structures principalement utilisées pour la navigation fluviale, peuvent être équipés de turbines hydro-électriques et sont alors utilisés pour produire de l'électricité en période de pointe. Les grands barrages dotés d'un lac de retenue sont prioritairement affectés au stockage inter saisonnier (remplissage au printemps, turbinage en hiver) mais peuvent rendre d'autres services au système électrique grâce à leur puissance et leur souplesse d'utilisation.

²⁸⁴ Les principaux sites où la gestion des rejets d'effluent est délicate sont Civaux, Nogent et Chooz, et dans une moindre mesure quelques sites sur le Rhône (Cruas, St-Alban).

La gestion de l'eau nécessaire à l'activité hydro-électrique est encadrée, en particulier, par la législation résultant de la directive cadre de 2000²⁸⁵ visant le « *bon état des masses d'eau* ». Ses exigences relatives à l'hydromorphologie²⁸⁶, à la continuité sédimentaire et piscicole ou encore aux débits réservés peuvent soustraire à la production électrique des volumes d'eau importants.

Certains cahiers des charges des concessions prévoient l'exigence d'un débit minimal garanti en aval (cas de la centrale hydro-électrique de Montpezat sur la Loire et de ses retenues amont) ou l'obligation de constitution d'une réserve au printemps et d'un débit minimum l'été pour sécuriser l'approvisionnement en eau potable (cas du barrage et de la centrale de Rochebut sur le Cher). Ces débits garantis ont été fixés sur la base d'hypothèses d'apports hydrologiques ne tenant pas nécessairement compte du changement climatique. Au cours de l'été 2022, plusieurs retenues ont été presque intégralement vidées²⁸⁷ pour respecter un débit imposé à l'aval, comme à Puylaurent sur le Chassezac en Lozère ou à Gnioure dans les Pyrénées. Dans d'autres cas, EDF a conclu des conventions fixant des volumes de soutien d'étiage²⁸⁸, sous le contrôle de l'État, comme avec le syndicat mixte d'études et d'aménagement de la Garonne (SMEAG). Ces dispositions, en contraignant les usages de l'eau, réduisent la souplesse de la production hydro-électrique.

3 - Les exigences des accords transfrontaliers

Pour les cours d'eau transfrontaliers, des débits minimums au point de passage des frontières ont été fixés pour prendre en compte les besoins des États voisins. Ils contraignent donc l'exploitation des centrales et des ouvrages hydrauliques en France. Ainsi, le débit du Rhône et le maintien d'un niveau suffisant à l'étiage dépendent, sur la partie française du fleuve, du débit sortant du Lac Léman, dont la gestion est assurée par un opérateur

²⁸⁵ Directive 2000/60/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2000 établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau.

²⁸⁶ L'hydromorphologie est l'étude des caractéristiques physiques naturelles des cours d'eau et de leurs annexes hydrauliques.

²⁸⁷ L'exploitant a dû solliciter les services de l'État pour déroger au débit imposé par le cahier des charges afin d'éviter de passer sous la cote minimale d'exploitation.

²⁸⁸ L'étiage est le niveau moyen le plus bas d'un cours d'eau ou l'abaissement exceptionnel de son débit. Le soutien d'étiage est une modalité de mise à disposition des usages liés à l'activité humaine, en période d'étiage, d'une eau stockée hors période d'étiage, le plus souvent dans un ouvrage barré, en amont du lit du cours d'eau.

suisse²⁸⁹. Une gestion coordonnée de la ressource a été mise en place dans le cadre des Accords d'Emosson de 1963 relatifs au stock des eaux de l'Arve. Les restrictions des stockages et les lâchers depuis Genève, liés au maintien de la cote des eaux du lac, ont conduit EDF et la CNR à conclure en 2020 un accord avec le canton de Genève pour garantir un débit minimal à l'étiage et assurer la production en aval²⁹⁰.

L'exploitation de la centrale nucléaire de Cattenom sur la Moselle est également contrainte par une convention conclue en 1986 entre la France et le Luxembourg, qui prévoit qu'en deçà d'un certain débit moyen journalier à la frontière germano-luxembourgeoise, les prélèvements d'eau sont subordonnés à leur compensation par EDF à l'aide de lâchers d'eau depuis la retenue de Vieux-Pré, dont le remplissage peut s'avérer difficile en fonction des conditions hydrologiques, comme en 2020. De même, le fonctionnement de la centrale de Chooz sur la Meuse est soumis à un accord franco-belge de 1998 selon lequel, à partir d'un débit minimal, la totalité du débit en aval de Chooz est réservé à d'autres usages, comme la production d'eau potable en Belgique.

C - Des conséquences encore limitées sur la production

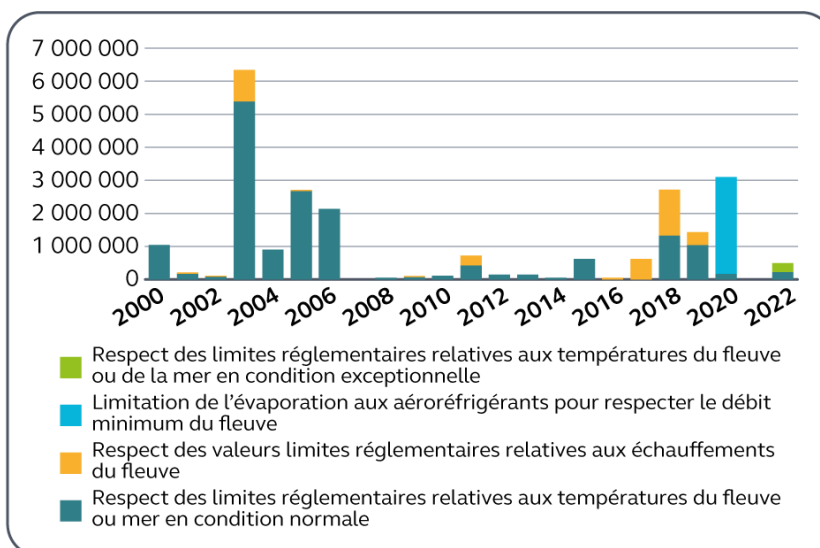
1 - Des indisponibilités faibles mais croissantes pour le parc nucléaire

L'augmentation de la température des cours d'eau du fait des conditions hydrométéorologiques exceptionnelles (températures élevées potentiellement amplifiées par des débits de cours d'eau faibles), peuvent générer des limitations de production pour les centrales. Les graphiques ci-après illustrent les pertes de production cumulées en découlant, par année et par site depuis 2000.

²⁸⁹ Les Services Industriels de Genève (SIG).

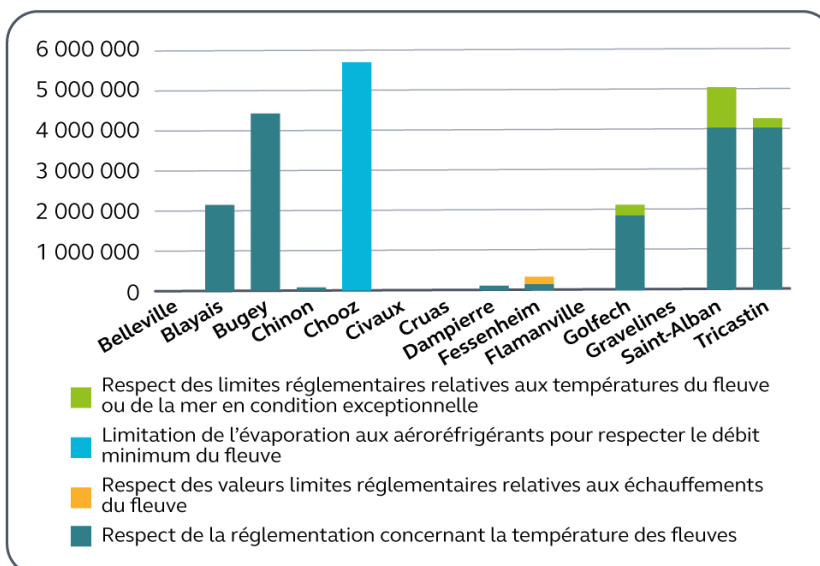
²⁹⁰ Un accord-cadre sur la régulation des eaux transfrontalières du Léman et le débit du Rhône est en cours de négociation entre la France et la Suisse.

Graphique n° 25 : pertes de production (MWh) par année attribuées aux températures élevées (canicule) et aux faibles débits (étiage)



Source : EDF

Graphique n° 26 : bilan des pertes de production (en MWh) par site pour les critères de débit (étiage) et température (canicule) entre 2000 et 2022



Source : EDF

Les pertes de production sont demeurées inférieures à 1 % de la production en moyenne annuelle sur les deux dernières décennies, hormis lors de la canicule de 2003 (1,5 %). Elles peuvent apparaître faibles mais la puissance perdue lors de ces aléas climatiques peut être ponctuellement conséquente : les indisponibilités ont atteint plus de 6 GW en 2003, soit près de 10 % de la capacité nucléaire installée. Les pertes de l'année 2022, également marquée par la canicule, ont été contenues à 0,18 % mais elles sont minorées par le fait que de nombreux réacteurs étaient à l'arrêt pour d'autres motifs, notamment les dommages liés à la corrosion sous contrainte de certains équipements.

Ces pertes de production concernent les centrales dites thermosensibles en circuit ouvert en bord de rivière ou estuaire (Saint-Alban, Tricastin, Bugey, Blayais), ainsi que celle de Golfech (circuit fermé). Elles sont principalement liées aux critères thermiques (limite d'échauffement ou température du fleuve accentuée par son faible débit) et non à des limites de prélèvements d'eau. Les pertes liées aux faibles débits sont concentrées sur la centrale de Chooz et consécutives aux limitations découlant de l'accord franco-belge de 1998.

Au début des années 2000, les pertes de production ont atteint des niveaux significatifs avant de revenir à des niveaux plus faibles en raison de l'évolution, en 2006, de la réglementation, qui a assoupli le régime des rejets thermiques²⁹¹. Depuis 2018, une nouvelle augmentation des arrêts pour causes climatiques est observée, avec des pertes s'élevant à plusieurs térawattheures par an. Les dernières études d'EDF laissent augurer un taux d'indisponibilité multiplié par trois ou quatre d'ici à 2050. Ces statistiques corroborent, en les amplifiant, les constats déjà établis par RTE dans ses récents travaux²⁹².

Le changement climatique devrait entraîner une augmentation de la demande d'électricité au cours de la période estivale, non seulement dans le contexte général d'électrification des usages, mais plus spécifiquement du fait du développement de la climatisation. EDF considère que les conséquences qui pourraient résulter de ce besoin de consommation accru, même associé à une indisponibilité croissante du parc nucléaire, devraient demeurer modérées. De son côté, l'État fait valoir que cette question ne constitue pas un risque pour le réseau électrique et que les pertes de productions estivales seront compensées par une mobilisation accrue des énergies renouvelables.

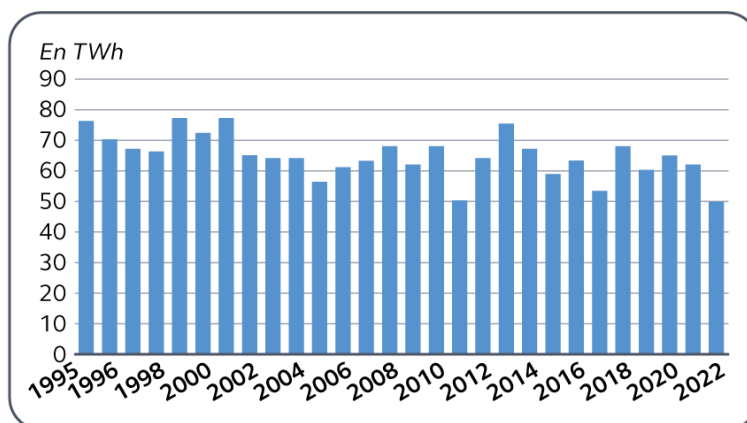
²⁹¹ Conditions climatiques exceptionnelles et situations exceptionnelles.

²⁹² Rapport *Futurs énergétiques 2050*, octobre 2021.

2 - Une érosion du potentiel de production hydro-électrique

La production hydro-électrique est dépendante de la disponibilité de la ressource en eau, et donc fortement déterminée par les précipitations (neige et pluie) ainsi que par les températures et leur influence sur l'évaporation des lacs. Des variations importantes peuvent être observées d'une année sur l'autre, comme le montre le graphique n° 4 : la production a varié entre 50 et 75 TWh au cours de la période 1995-2022, alors même que la capacité de production du parc était stable. Cette variation s'avère plus marquée dans la période récente, des périodes infra-annuelles de faibles précipitations et de sécheresses pouvant conduire à des limitations conséquentes de la production en période estivale.

Graphique n° 27 : évolution de la production hydro-électrique depuis 1995



Source : RTE, bilan électrique 2022

EDF n'est pas en mesure de fournir une estimation précise des pertes de production annuelles associées aux aléas climatiques. L'entreprise retient des moyennes pluriannuelles sur 10 ou 20 ans pour estimer son potentiel de production²⁹³, qui peut varier en raison des débits réservés et du changement climatique. Ce dernier aurait ainsi, en moyenne, réduit le productible annuel de 1 TWh entre 2012 et 2022, les plaines étant plus affectées que les têtes de bassin²⁹⁴. EDF prévoit que cette érosion se poursuivra au même rythme au cours des vingt prochaines années.

²⁹³ Ou productible.

²⁹⁴ À titre d'exemple, le productible Dordogne a connu une baisse de 14 % sur les vingt dernières années. Dans le même temps, le productible du Rhin ne connaissait qu'une baisse de 3 %.

La CNR reconnaît une légère baisse de la production du Rhône sur les 30 dernières années, de l'ordre de 0,4 % en rythme moyen annuel. L'étude conduite par l'Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse sur le Rhône à horizon 2055²⁹⁵ conclut cependant au maintien des débits en moyenne annuelle à long terme, mais à une baisse de ces débits en période de basses eaux et à leur augmentation en période hivernale. Compte tenu de l'importance de la production hydro-électrique, ces études gagneraient à être poursuivies et approfondies.

II - Les exploitants ont pris en compte le changement climatique mais doivent encore intensifier leurs actions d'adaptation

Le changement climatique est largement intégré dans les référentiels et normes de sûreté mais l'adaptation fait peser des exigences nouvelles pour les exploitants et le développement des installations futures.

A - Les premières réponses apportées au changement climatique

1 - Des référentiels et normes de sûreté exigeants et respectés

La conception des centrales du parc actuel et les dispositions relatives à la sûreté nucléaire n'ont, à l'origine, pas intégré les effets du changement climatique. Les niveaux de protection retenus prenaient en compte un niveau de référence pour faire face aux agressions externes d'origine naturelle, auquel ont été ajoutées des marges supplémentaires. Les centrales en exploitation ont ainsi été conçues avec des règles et des conservatismes²⁹⁶ permettant de faire face à des aléas de niveau au moins centennal. L'EPR de Flamanville a été conçu pour résister à des aléas climatiques d'un niveau équivalent mais en intégrant les effets du changement climatique à l'horizon 2100. Dans le cadre des réexamens périodiques de sûreté, *a minima* lors des visites décennales propres à chaque réacteur, les référentiels de sûreté sont réévalués en tenant compte du retour d'expérience national et international, de l'évolution des connaissances et des meilleures pratiques disponibles.

²⁹⁵ BRLi, *Étude de l'hydrologie du fleuve Rhône sous changement climatique*, 2023.

²⁹⁶ Dans le cadre de la démonstration de sûreté nucléaire, la notion « *d'approche conservative* » est utilisée pour désigner une démarche fondée sur des hypothèses qui majorent les effets des phénomènes.

Des valeurs maximales de températures de l'air et de l'eau ont été prises en compte à la conception des installations et renforcées après l'épisode caniculaire de l'été 2003, à l'issue duquel EDF a conçu un référentiel avec des niveaux d'aléas projetés à l'horizon de 2030 et procédé à des modifications de ses installations. En matière de submersion marine, l'inondation partielle de la centrale du Blayais lors de la tempête de 1999 a conduit l'exploitant à effectuer des travaux de renforcement sur la digue périphérique et un réexamen global des principes de protection des centrales. De son côté, l'ASN a publié un nouveau guide en 2013²⁹⁷ sur la protection des installations contre les inondations, qui prévoit la prise en compte de l'impact de l'évolution du climat entre deux réexamens. Ces marges de protection ont conduit EDF à construire une digue à Gravelines, à rehausser celle du Blayais et à renforcer les protections des stations de pompage des centrales de Paluel, de Flamanville et de Penly. Quant au risque d'étiage pour les sites de bord de rivière, EDF l'a pris en compte à la conception par l'installation d'un seuil hydraulique permettant de garantir un niveau d'eau minimum, par la création de lacs artificiels (comme le lac du Mirgenbach à Cattenom) ou encore par l'installation d'aéroréfrigérants. Enfin, l'accident de Fukushima-Daiichi au Japon en 2011 a conduit EDF, à la demande de l'ASN, à mettre en place un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles visant, en cas d'agression extrême d'origine externe, à prévenir un tel accident.

Ces référentiels et leurs renforcements lors des réexamens périodiques décennaux des réacteurs sont des acquis pour la sûreté des installations. Cette périodicité n'est toutefois pas adaptée à toutes les problématiques liées au réchauffement climatique, notamment dans l'hypothèse d'une prolongation de leur exploitation. C'est pourquoi l'ASN a lancé avec EDF une démarche d'analyse des enjeux liés à la poursuite du fonctionnement des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans et au-delà. Par ailleurs, certains ajustements de sûreté gagneraient à s'accompagner d'une réflexion plus globale sur l'environnement des centrales, notamment celles susceptibles d'être soumises au risque de submersion marine, dans le cadre d'une approche intégrée et territorialisée de ce risque, prenant en compte par exemple les potentielles difficultés d'accès aux axes routiers conduisant au site.

La sûreté et la sécurité des ouvrages hydro-électriques ont progressivement intégré le changement climatique. La maîtrise de la sûreté relève de la responsabilité des exploitants. Les principaux risques naturels auxquels sont exposés les barrages – crues exceptionnelles, séismes et glissements de terrain – peuvent se traduire par des ruptures d'ouvrages. La conception des installations hydro-électriques, dont certaines sont très

²⁹⁷ Guide n° 13, *Protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes*.

anciennes, n'a pas intégré spécifiquement les effets du changement climatique, les normes retenues pour leur construction et leur exploitation prenant toutefois en compte les événements extrêmes en intégrant des marges importantes. Des règles spécifiques ont été édictées, notamment en 1961²⁹⁸ et en 1995²⁹⁹, complétées par des instructions techniques spécifiques. Elles ont été harmonisées par la loi sur l'eau de 2006³⁰⁰ qui a été à l'origine d'un renforcement des référentiels avec l'élaboration, à partir de 2008, des études de dangers (EDD) que les exploitants doivent établir tous les 10 ou 15 ans selon l'importance des ouvrages et qui intègrent les effets du changement climatique depuis la publication de l'arrêté technique barrages de 2018³⁰¹.

Ces prescriptions prennent en compte des hypothèses qui majorent les effets des phénomènes naturels pour le dimensionnement des ouvrages. La sécurité à l'amont ou à l'aval des ouvrages est également prise en considération à travers des plans particuliers d'intervention (PPI) pour les barrages présentant un danger. Les barrages ont par ailleurs été équipés à la conception d'évacuateurs de crues qui permettent le passage de débits extrêmes sans mettre en cause leur tenue. Les glissements de terrain des berges des retenues peuvent également représenter des risques qui font l'objet d'une surveillance régulière.

L'État est chargé de piloter la surveillance de la sécurité des ouvrages hydrauliques, quel que soit leur usage, notamment en élaborant les réglementations relatives au contrôle des documents et aux visites par les gestionnaires. Le contrôle des installations, sous l'autorité des préfets de régions, prend la forme de dossiers documentés que l'exploitant doit communiquer à l'administration et d'inspections sur sites. Il fait l'objet d'un référentiel national. EDF réévalue régulièrement les crues de référence et les scénarios de danger. De 2009 à 2017, les études de dangers des 240 ouvrages concernés ont été réalisées. De construction ancienne (datant de 50 à 100 ans en majorité), ces ouvrages ont fait l'objet, au cours des quinze dernières années, de rénovations et de modernisations pour améliorer leur fiabilité et leur sûreté. Les installations hydro-électriques de la CNR, composées d'ouvrages au fil de l'eau, sont potentiellement confrontées à des étiages sévères ou à des crues extrêmes. Elles sont soumises aux mêmes études périodiques de dangers.

²⁹⁸ *Règles de Construction des Barrages.*

²⁹⁹ *Réglementation Technique pour la Sécurité des Barrages.*

³⁰⁰ Loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques.

³⁰¹ L'arrêté technique barrages (ATB) du 6 août 2018 fixe les prescriptions techniques sur la sécurité des barrages.

2 - La mise en œuvre de démarches d'adaptation par les exploitants

La CNR intègre le changement climatique dans sa cartographie des risques majeurs et veille à ce que les risques associés soient pris en compte dans les processus de production, d'exploitation et de maintenance. L'entreprise n'a pas spécifiquement structuré et mis en œuvre de plan d'adaptation. Elle s'appuie sur des prestations externes pour ses travaux de recherche et développement ou sur la production d'études menées dans le cadre des travaux d'exploitation et de maintenance, ou encore sur des relations conventionnelles avec les services de l'État pour les outils de prévision des crues ou les réseaux de mesures.

L'objectif d'adaptation au changement climatique est intégré depuis quelques années à la politique de responsabilité sociétale d'entreprise d'EDF mais les épisodes climatiques de l'été 2022 ont constitué un accélérateur, le groupe n'anticipant alors la survenue d'épisodes semblables qu'à un horizon plus éloigné de 15 ou 20 ans. Des plans d'adaptation au changement climatique ont été élaborés, notamment au sein de la direction de la production nucléaire³⁰², avec le projet « ADAPT », initié en 2021, avec pour objectif à horizon 2050 d'analyser les conséquences du changement climatique pour sécuriser la production, notamment l'accès à l'eau et aux infrastructures. Ce plan bénéficie de ressources propres, d'un conseil scientifique et du concours des services climatique et de recherche et développement du groupe. Son approche « site par site » et sa vision systémique³⁰³, initiées sur le site de Chooz, doivent être étendues à toutes les centrales en 2025. Les investissements d'adaptation résultant de ce plan sont intégrés dans le programme Grand Carénage.

Pour les nouveaux programmes nucléaires, la démarche d'adaptation s'inscrit dans un plan de gestion et d'atténuation des risques dès la conception, mis en œuvre pour Flamanville 3 et les projets d'EPR2. Dans le cas de Flamanville 3, cette approche intègre le changement climatique à la méthode de quantification de l'intensité ou de la fréquence des aléas naturels, en prenant en compte les scénarios du GIEC à l'horizon du terme d'exploitation du réacteur. Elle a conclu à la nécessité de prendre des marges de conception spécifiques, notamment pour la protection contre les inondations externes.

³⁰² Direction de la production nucléaire et thermique (DPNT).

³⁰³ Pour chaque site, le projet ADAPT va dérouler une méthodologie en choisissant des scénarios d'évolutions climatiques (haut, bas, médian) et en réalisant des projections climatiques, hydrologiques et thermiques adaptées à chacun. Ensuite, des thèmes identifiés (eau, outil industriel, tissu industriel, environnement socio-industriel, stratégie d'influence) feront l'objet d'une analyse au regard des spécificités du site.

Pour l'exploitation hydro-électrique, compte tenu de la nature variable des apports en eau, EDF s'est, de longue date, doté de capacités d'expertise hydrométéorologique à travers un important parc de capteurs (neige, pluie, etc.), des capacités de prévisions saisonnières ou encore une organisation spécifique prévue en période de crues. L'expertise interne d'EDF Hydro, en partenariat avec les services de recherche du groupe, contribue à de nombreuses études publiques, comme les projets *Explore* sur les perspectives hydrologiques sous changement climatique. EDF Hydro s'est dotée en 2021 d'un plan d'adaptation au changement climatique, décliné en plans d'actions, qui analyse les risques majeurs pesant sur la sûreté, la gestion de l'eau, l'exploitation et les performances environnementale et économique de l'entreprise.

3 - La coordination de la gestion de l'eau au sein d'EDF

Dans chaque bassin hydrographique, l'action d'EDF s'inscrit dans le cadre général de régulation de la ressource en eau, sous l'autorité de l'État. Les réservoirs hydro-électriques, qui constituent une grande partie des capacités de stockage de l'eau en France, sont ainsi largement sollicités pour d'autres usages que la production, notamment le soutien d'étiage. La gestion de la ressource hydraulique fait l'objet d'une coordination nationale au sein du groupe EDF pour concilier l'optimisation de la production d'électricité et le soutien aux autres usages.

La gestion du stock d'eau dans les retenues est réalisée à la maille des vallées hydrauliques, sur un horizon de temps annuel. Les modélisations intègrent les apports hydrologiques, les prévisions de débits et de températures, l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de l'électricité, les contraintes liées à l'exploitation et aux usages de l'eau, pour lesquelles des conventions peuvent prévoir, contre compensations, des volumes d'eau pour certaines périodes ou certains usages.

Les ouvrages hydrauliques d'EDF implantés en amont des centrales nucléaires situées en bord de rivières permettent de réguler les débits des fleuves et interviennent en soutien lorsqu'apparaissent des risques d'atteinte des seuils réglementaires. En 2022, les aménagements hydrauliques d'EDF ont été sollicités à hauteur de 826 Mm³, dont 18 Mm³ pour la source froide des centrales nucléaires, en complément desquels 290 Mm³ d'appels à des ressources externes (eaux de l'Arve, CNR, Grands lacs de Seine, CACG³⁰⁴, établissement public de la Loire) ont été mobilisés. Ce soutien permet de contenir les pertes d'exploitation du parc nucléaire.

³⁰⁴ Compagnie d'aménagement des coteaux de Gascogne.

4 - Un coût de l'adaptation difficile à mesurer

La CNR a indiqué à la Cour ne pas avoir identifié de dépenses d'investissement ou d'exploitation significatives qui relèveraient spécifiquement de l'adaptation au changement climatique.

Pour sa part, EDF ne comptabilise pas séparément les dépenses engagées en lien direct avec l'adaptation au changement climatique. EDF Hydro précise ne pas être en mesure d'isoler le coût de l'adaptation au changement climatique, en fonctionnement comme en investissement. Pour ce qui concerne le nucléaire, au titre du plan ADAPT (cf. *supra*), il devient possible d'évaluer certaines dépenses. Le budget alloué à ces démarches correspond, d'une part, à celui du service climatique d'EDF, dont une partie est spécifique aux actions du plan ADAPT et, d'autre part, à des actions de recherche et développement dédiées à l'adaptation³⁰⁵. Ces budgets (estimés, car disséminés dans de nombreux projets) sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau n° 16 : estimation du budget Service climatique et projet ADAPT – EDF (en milliers d'€)

En milliers d'€	2021	2022	2023
Service climatique	1500	1600	2000
dont financement spécifique projet ADAPT	150	270	550
Actions R&D dédiées à l'adaptation (milliers €)	1300	1900	2730
Total	2 800	3 500	4 730

Source : EDF

En matière d'investissements, EDF a indiqué que la mise en œuvre des différents dispositifs sur la thématique climat/météo (programme Grands Chauds ou rénovation d'aéroréfrigérants ; tornades et digues) représente un montant d'investissements de 960 M€ déjà réalisés sur la période 2006-2021.

³⁰⁵ Le service climatique a été créé pour partager ses analyses avec l'ensemble du Groupe EDF. Progressivement des actions spécifiques ont été engagées en complément pour évaluer l'impact du changement climatique sur le fonctionnement des installations d'EDF.

Tableau n° 17 : investissements réalisés liés aux évènements météorologiques extrêmes à fin 2021 (en M€)

		Dépenses
Grands Chauds	VD4 900	12,3
	VD3 1300	319,1
	VD2 N4	18,0
Projet agressions externes (Grands Chauds)	Palier 900 MW avant VD4	429,3
Autres	Source froide	125,3
	Tornades	1,8
	Digues	52,3
	Autres	3,8
Total		961,8

Source : EDF

Note de lecture : VD4 : 4^{ème} visite décennale ; VD3 : 3^{ème} visite décennale ; VD2 : 2^{ème} visite décennale ; 1 300 : réacteurs de 1 300 MWe ; N4 : réacteurs de 1 450 MWe, du palier N4.

Les dépenses programmées en lien avec l'adaptation au changement climatique sur la période 2022-2038 s'élèveraient à environ 612 M€. Ce chiffre ne tient pas compte de projets de tours aéroréfrigérantes, d'un coût unitaire évalué à 500 M€ (cf. *infra*), qui pourraient être installées sur certaines centrales à circuit ouvert en bord de fleuve.

Tableau n° 18 : investissements d'adaptation programmés sur la période 2022-2038 (en M€)

		Dépenses
Grands Chauds	VD4 900	52,2
	VD3 1300	100,7
	VD2 N4	8,0
Autres	Source froide	238,1
	Tornades	158,4
	Digues	53,6
	Autres	1,6
Total		612,6

Source : EDF

Note de lecture : VD4 : 4^{ème} visite décennale ; VD3 : 3^{ème} visite décennale ; VD2 : 2^{ème} visite décennale ; 900 : réacteurs de 900 MWe ; N4 : réacteurs de 1 450 MWe, du palier N4.

L'exploitant met en avant la difficulté d'isoler ce qui relève spécifiquement du changement climatique dans les investissements de sûreté, tout en reconnaissant qu'il doit remédier à cette difficulté. EDF entend y travailler en s'appuyant sur les plans d'adaptation que les grandes entités du groupe doivent élaborer dans le cadre de sa politique RSE. L'effort de recherche qui correspond à ces investissements pourrait également être mesuré et l'entreprise aurait intérêt à comptabiliser les dépenses de fonctionnement associées.

Il est donc nécessaire, au titre de leurs politiques de responsabilité sociale et environnementale comme de leur communication financière, qu'EDF et la CNR puissent disposer dans l'avenir d'une information précise sur le coût de l'adaptation climatique. La Cour réitère donc en l'élargissant à la CNR, la recommandation faite sur ce point à EDF dans son rapport remis au Sénat en février 2023.

B - De nouvelles exigences pour l'avenir

1 - La nécessité de mieux appréhender la contrainte hydrique

Pour connaître la disponibilité de la ressource en eau, l'État³⁰⁶, à travers le projet *Explore 2070*, a étudié depuis 2012 les impacts du changement climatique sur les milieux aquatiques et sur la ressource pour élaborer des stratégies d'adaptation. Les projections hydro-climatiques qui seront établies par le nouveau programme *Explore 2* permettront de préparer les documents de planification des usages de l'eau. Des études prospectives ont été conduites par les agences de l'eau sur les besoins et les ressources en eau du bassin de la Garonne en 2014³⁰⁷ et, pour le Rhône, en 2014 et 2023³⁰⁸ afin d'évaluer les prélèvements existants par rapport aux débits, analyser leur évolution au cours des dernières décennies et simuler les variations des débits du fleuve à l'horizon 2055. EDF conduit également ses propres travaux, comme ceux réalisés entre 2012 et 2014 sur les deux sites du Bugey et de Golfech pour étudier l'évolution de la disponibilité de leur source froide à horizon de 30 ans. L'entreprise travaille également à la mise à jour des scénarios d'évolution hydro-climatiques et à la réalisation de projections hydrologiques à moyen et long terme.

³⁰⁶ En collaboration avec les principaux organismes de recherche et centres universitaires français.

³⁰⁷ *Garonne 2050 : étude prospective sur les besoins et les ressources en eau à l'échelle du bassin de la Garonne* (2014).

³⁰⁸ *L'état des eaux des bassins Rhône, Méditerranée et Corse* (2014) – Étude de l'hydrologie du fleuve Rhône sous changement climatique (2023).

Eu égard aux enjeux associés aux rejets radioactifs liquides des centrales nucléaires dans des situations d'étiage prolongé, il est également nécessaire d'examiner le dimensionnement des capacités d'entreposage avant rejet des effluents liquides, d'autant que ces effluents sont produits de manière continue par les réacteurs dont l'arrêt ne permet pas d'en interrompre le flux et peut même l'amplifier. En outre, quatre centrales nucléaires étant situées sur chacun des deux fleuves Rhône et Loire (cinq en comptant Civaux sur la Vienne), l'impact des consommations d'eau et des rejets radioactifs et chimiques peut se cumuler. Les épisodes caniculaires de l'été 2022 ont conduit EDF à programmer des investissements destinés à accroître ces capacités de stockage, notamment à Civaux. L'État, en particulier l'Autorité de sûreté nucléaire, qui détermine les modalités de prélèvement et de consommation, ainsi qu'EDF, doivent poursuivre et généraliser à l'ensemble du parc les études et les prévisions en cours pour connaître l'évolution globale de la disponibilité des parcs sur les dix à vingt prochaines années.

Le régime thermique des cours d'eau conditionne les seuils de prélèvements et de rejets des centrales nucléaires. L'effet de la température de l'eau sur les organismes aquatiques a constitué un thème central des recherches dans les années 1970, en réponse aux interrogations sur l'impact des installations industrielles utilisant l'eau comme source froide³⁰⁹. Des seuils de température (25 °C) et d'échauffement (3 °C) en rivière, à partir desquels un effet serait observable sur les peuplements aquatiques, ont été retenus. La limite de 28 °C en aval des installations (25 °C + 3 °C) est devenue la référence³¹⁰. Cette température demeure donc aujourd'hui la limite considérée comme n'ayant pas d'incidence notable pour le milieu aquatique. Ces valeurs ont contribué à la définition des limites thermiques actuellement prescrites par l'autorité de sûreté nucléaire pour chaque site. Depuis l'apparition fréquente d'épisodes caniculaires depuis 2003, EDF souligne l'effet pénalisant de telles limites alors que l'évolution des températures conduit à des dépassements de température dès l'amont des centrales.

³⁰⁹ Selon la biotypologie de Verneaux (1973), la structuration biologique des cours d'eau (poissons et invertébrés) est définie en fonction de la température, de la dureté de l'eau, de la section mouillée à l'étiage, de la pente et de la largeur du cours d'eau.

³¹⁰ Ces seuils ont été repris dans les directives européennes (DCE), pour les eaux cyprinicoles et l'alimentation en eau potable, puis dans la réglementation française (arrêté ICPE du 2 février 1998) à laquelle fait référence l'arrêté INB et qui sont applicables à toutes les installations (nucléaires ou conventionnelles).

Des études et des programmes de recherche conduits sur l'influence de la température sur le fonctionnement des écosystèmes aquatiques³¹¹ ont permis d'appréhender l'évolution des écosystèmes aquatiques des grands fleuves français au cours des quatre dernières décennies. Ils semblent conclure à ce stade au faible impact de la présence des centrales au regard des autres déterminants des évolutions constatées. Il apparaît nécessaire de les poursuivre afin d'affiner la connaissance de l'évolution du milieu récepteur dans un contexte de changement climatique. Les services de l'État, en lien avec l'autorité de sûreté nucléaire, doivent conduire ce travail en veillant à ce qu'une expertise indépendante puisse objectiver cette problématique, tant pour la préservation de la biodiversité autour des installations nucléaires que pour la sécurité et le bon fonctionnement de ces dernières.

2 - Des innovations à exploiter pour limiter la consommation d'eau ou les rejets d'effluents du parc nucléaire

EDF assure une veille des innovations sur les systèmes de refroidissement pour faire face au changement climatique. Cependant aucune innovation significative n'a jusqu'ici été déployée sur le parc existant. Les études dont elle dispose ont conduit l'entreprise à ne pas faire évoluer la conception des sources froides, qu'il s'agisse des stations de pompage ou des échangeurs associés, et à confirmer ses choix technologiques de circuit ouvert pour des sites en bord de mer et d'aéroréfrigérants humides pour des sites en bord de rivière.

Installer des tours aéroréfrigérantes sur les centrales actuellement à circuit ouvert ne susciterait pas d'économie d'eau mais contribuerait à réduire les températures de réchauffement des rivières. Des études exploratoires conduites par EDF pour les trois sites thermosensibles de Saint Alban, de Bugey (2-3) et de Tricastin font état de coûts importants (un investissement de l'ordre de 500 millions d'euros pour une tour³¹² et des coûts de maintenance significatifs restant à évaluer), d'inconvénients environnementaux (consommation d'eau par évaporation et rejets chimiques consécutifs aux traitements biocides) ou encore de contraintes foncières et paysagères, auxquelles s'ajouteraient les indisponibilités de production durant les travaux. EDF n'exclut pas de recourir à de tels investissements à partir des cinquièmes visites décennales, notamment dans l'hypothèse où

³¹¹ *Étude de l'hydrologie du fleuve Rhône sous changement climatique (2023)* par l'agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse et programme de recherche thermie-hydrobiologie de la direction de la recherche d'EDF.

³¹² Huit réacteurs en bord de fleuve ne sont à ce jour pas dotés de tours aéroréfrigérantes.

l'entreprise solliciterait une autorisation de poursuivre au-delà l'exploitation de certains réacteurs. C'est le cas pour la centrale de Saint-Alban (pallier 1300 MW) pour laquelle l'entreprise envisage de réouvrir les études de faisabilité³¹³, en faveur d'équipements d'appoint alternatifs.

Au titre de la recherche sur les systèmes de refroidissement, l'entreprise expérimente un procédé de récupération d'eau des panaches d'aéroréfrigérants dont un démonstrateur est en cours de déploiement sur le site de Bugey et permettra d'apprécier la performance de cette innovation au regard de la quantité et de la qualité d'eau récupérées. La technologie des aéroréfrigérants impose également, du fait des développements microbiologiques, de réaliser des traitements biocides à l'origine d'effluents chimiques³¹⁴, dont les effets du changement climatique intensifient la fréquence et la durée. Accélérer la recherche en ce domaine s'avère nécessaire dans la perspective d'une réduction des débits des cours d'eau, d'une dilution moindre des rejets d'effluents chimiques et de leurs effets cumulés sur un même cours d'eau, au bord duquel plusieurs centrales dotées de cette technologie sont présentes.

L'entreprise doit s'attacher à poursuivre les études qu'elle conduit et mettre en œuvre des solutions technologiques innovantes, non seulement sur les systèmes de refroidissement sobres en eau, mais également sur des systèmes de traitement biocide rejetant moins de réactifs chimiques dans le milieu naturel.

3 - Des modèles de long terme à concevoir pour le nouveau nucléaire

Les nouveaux réacteurs, qui fonctionneront jusqu'en 2100 voire au-delà, seront probablement confrontés à des aléas climatiques d'une autre ampleur que celle des vingt à trente prochaines années. Ces évolutions justifient que l'exploitant explore, dès la conception, de nouvelles voies permettant de sécuriser les infrastructures et l'exploitation tout en optimisant la production au regard de la gestion de l'eau, et anticipe la localisation des nouveaux réacteurs selon, entre autres critères, les contraintes liées au climat.

³¹³ Cette centrale avait initialement été conçue avec des tours aéroréfrigérantes mais le projet s'était heurté à des oppositions locales.

³¹⁴ Les traitements biocides luttent contre les légionelles et les amibes pouvant se développer dans les circuits et les tours aéroréfrigérantes, notamment lorsque la température de l'air et de l'eau du cours d'eau sont élevées.

Certaines unités de production d'électricité (qu'elle soit d'origine nucléaire ou non) fonctionnent déjà dans des zones de la planète où le climat est particulièrement éprouvant pour les infrastructures. Aux États-Unis, dans l'Arizona, la centrale de Palo Verde, mise en service dans les années 1980, présente la particularité de n'être située ni à proximité d'un fleuve, ni sur un littoral. Elle est la seule au monde à utiliser exclusivement des eaux usées pour le refroidissement de ses circuits. EDF mène actuellement une mission d'échange avec cette centrale. La centrale Barakah à Abu Dhabi³¹⁵, située sur la façade maritime ouest de l'Émirat, comme le CEPR de Taishan³¹⁶ au sud de la Chine dont le climat est subtropical chaud, en sont également des exemples.

Les projets relatifs au nouveau nucléaire en France portent sur une première tranche de trois paires de réacteurs EPR2, puis une seconde de quatre paires additionnelles à l'étude, dans un scénario de mise en service progressive de ces dernières à horizon 2050. Des évolutions éventuelles restent ainsi envisageables pour les quatre paires à l'étude, mais non pour les trois premières, dont le *design* est en voie d'être figé.

La logique industrielle retenue pour la conception des EPR2 est de définir un *design* générique adapté à la plupart des sites d'implantation en France. Ce *design* intègre des marges afin d'absorber d'éventuels besoins de changement de dimensionnement. Il distingue les EPR2 en bord de mer, sans aéroréfrigérants, des EPR2 en bord de fleuve, dorénavant systématiquement équipés d'aéroréfrigérants. Ces choix de conception sont encadrés réglementairement. L'article 4.1.7 de l'arrêté INB prévoit que le refroidissement en circuit ouvert est en principe interdit pour les nouveaux sites en bord de rivière, avec néanmoins une possibilité de dérogation à cette interdiction dans le décret d'autorisation de création.

Les questions climatiques sont l'un des paramètres de la décision d'implantation de ces nouveaux EPR. EDF a évalué la possibilité d'implantation de premières paires de réacteurs EPR2 sur les sites nucléaires existants, au terme d'études techniques de préfaisabilité. Ces études ont été menées de 2016 à 2018 et ont permis de désigner les premiers sites d'implantation, Penly et Gravelines. Elles tiennent compte de critères

³¹⁵ La centrale de Barakah, mise en service en 2020, a été construite par un consortium mené par *Emirates Nuclear Energy Corporation* (ENEC) et par le sud-coréen *Korea Electric Power Corporation* (KEPCO). Elle est la première centrale nucléaire dans le monde arabe.

³¹⁶ Construction de deux réacteurs nucléaires de type EPR (ou CEPR pour *Chinese Evolutionary Power Reactor*) en Chine, mis en service en 2018 et 2019. Ce projet a été dirigé par *Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited* (TNPJVC), une coentreprise détenue à 30 % par Électricité de France (EDF).

comme le foncier et l'urbanisme, la constructibilité, les normes environnementales. Le changement climatique est pris en compte au travers de ces critères lorsqu'ils y sont sensibles, ce qui est le cas la plupart du temps, sans pour autant faire l'objet d'une analyse ou d'une étude « systémique ». EDF a récemment fait part de sa décision de retenir le site du Bugey pour la construction de la troisième paire d'EPR2 ce qui va nécessiter de fournir, comme pour les autres sites, dans le cadre des procédures d'autorisation, les éléments permettant de justifier la suffisance des dispositions de conception à l'égard du risque d'agressions externes et donc du changement climatique.

S'agissant des projets de réacteurs EPR2 de bord de mer, les futurs réacteurs de Penly seront installés à 11 mètres au-dessus du niveau de la mer, ce qui n'est pas le cas de ceux de Gravelines. EDF prend en compte une prévision qui permet de couvrir l'élévation du niveau marin due au changement climatique à horizon 2100 selon le scénario le plus pessimiste du GIEC. Ces nouveaux réacteurs sont conçus pour résister à des aléas climatiques de niveau décennal (10 000 ans). Ils intègrent une marge d'un mètre. En revanche, ils n'offrent pas de marge à la hauteur des effets éventuels d'une accélération de la fonte des calottes glaciaires, événement à faible probabilité mais à fort impact, dont le Haut conseil pour le climat estime qu'il est prudent de tenir compte pour des installations sensibles de long terme. Ce scénario induit dès 2075 une élévation du niveau de la mer de 0,9 à 1,25 mètres, soit plus de deux fois ce qui est projeté à la même date dans le scénario SSP5-8.5.

Pour les huit EPR2 additionnels à l'étude, dont les sites n'ont pas encore été désignés, mais qui vraisemblablement seront situés pour la plupart en bord de rivière, EDF a précisé que de nouveaux sites n'étaient pas envisagés à ce stade. Au vu des analyses menées par l'exploitant, il convient d'appeler l'attention sur la thermo-sensibilité de certains sites, pour lesquels le réchauffement climatique devrait nécessiter la présence de tours aéroréfrigérantes, pour un budget d'investissement qui se situerait entre trois et quatre milliards d'euros (dans l'hypothèse de six à huit tours aéroréfrigérantes), tout en risquant d'accroître les pertes de production à horizon 2050. Ce risque pourrait être accentué en cas d'effets de cumul des rejets résultant de la prolongation du parc actuel et de la concentration d'EPR2 sur certains fleuves. La question du choix de la localisation de ces huit EPR2 devra être attentivement examinée lors des études de préfaisabilité. La consolidation de leur plan de déploiement, et en particulier les plannings de construction et de mise en service, peuvent en effet difficilement être entérinés en l'absence de ces études.

4 - Des projets de développement hydro-électriques à concrétiser

La flexibilité de la production hydro-électrique incite à rechercher les moyens de la développer. Dans son rapport « Futurs Énergétiques 2050 », RTE juge possible pour les opérateurs nationaux de développer 5 GW supplémentaires, dont 3 GW de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). La programmation pluriannuelle pour l'énergie (PPE) prévoit 1 GW supplémentaire d'ici 2028 et 1,5 GW de STEP à l'horizon 2030-2035, ce potentiel de développement étant conforté par les dispositions de la loi climat et résilience du 22 août 2021³¹⁷ qui prévoient une réévaluation des capacités installées à l'horizon 2035.

EDF souhaite développer la performance de l'hydro-électricité en optimisant la disponibilité des ouvrages existants à travers la maintenance préventive ou des projets de turbinage de débits réservés. Des réhausses de barrages et de projets de développement sont également à l'étude, dont certains ont été récemment menés à bien, comme sur la STEP de la Coche en Savoie³¹⁸ en 2019 ou la construction de l'usine hydro-électrique de Gavet en Isère en 2020³¹⁹. À Montézic (Aveyron), le projet d'une centrale de 430 mégawatts attenante à l'existante est prêt à démarrer. Enfin, un projet à Saut-Mortier, près de Vouglans dans le Jura, est à l'étude.

Ces projets de développement dépendent de l'évolution du cadre juridique et de la résolution du contentieux européen sur le renouvellement des concessions arrivant à échéance. La Première ministre a confirmé le 11 avril 2023, en réponse au référé de la Cour du 2 décembre 2022 sur le renouvellement des concessions hydroélectriques, l'objectif « *de relancer rapidement des projets de développement du parc hydraulique français bloqués par le contentieux européen, dont des projets de STEP* ». Elle a par ailleurs précisé que « *la poursuite des réflexions sur le mode de renouvellement ne doit pas empêcher de débloquer des investissements dans nos concessions hydro-électriques* ³²⁰ ».

³¹⁷ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.

³¹⁸ Avec l'ajout d'une pompe turbine de 240 MW.

³¹⁹ Construction d'une usine unique sur la Romanche en lieu et place de cinq installations existantes, pour un gain substantiel de production de 40 % sur le même tronçon de rivière. D'une puissance de 97 mégawatts (MW), la centrale hydro-électrique de Gavet produira 560 millions de kWh/an.

³²⁰ La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables permet ainsi de faciliter les augmentations de puissance et de libérer les investissements pour le remplacement de gros équipements dans les concessions hydroélectriques échues.

Le cas des STEP doit toutefois être traité séparément car leur fonctionnement ne mobilise pas seulement des coûts fixes, comme les autres ouvrages hydro-électriques, mais supporte des charges variables proportionnelles au coût du pompage, ce qui rend leur modèle économique très dépendant des prix de marché. Ces équipements de grande puissance unitaire, actuellement au nombre de cinq, font l'objet d'une exploitation intensive qui traduit leur importance pour l'équilibre du réseau mais exige de lourdes dépenses de maintenance. Pour sortir de la difficulté résultant de la prolongation de la durée des concessions, il serait opportun de ne plus considérer les STEP comme des ouvrages ordinaires destinés à commercialiser de l'électricité sur le marché de détail mais comme des équipements destinés à contribuer à la flexibilité du réseau. Leur mode de rémunération devrait être revus en ce sens. La Cour réitère donc la recommandation figurant dans le référé précité d'étudier un modèle de rémunération propre aux STEP.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La multiplication des événements climatiques a conduit les exploitants des parcs nucléaire et hydro-électrique à décliner des modèles pour mesurer leurs impacts et anticiper leurs évolutions. Ils ont plus récemment mis en œuvre des plans d'adaptation au changement climatique dont les coûts doivent être mieux identifiés. Les aléas climatiques sont reconnus comme des éléments clé de la sûreté et de la sécurité des ouvrages. La production ne subit que modestement les conséquences du changement climatique mais cette contrainte s'intensifiera à moyen et long terme.

L'intensification des contraintes climatiques nécessite, pour l'État comme pour EDF, de mieux appréhender la contrainte hydrique pour les centrales nucléaires comme pour l'environnement en poursuivant les études sur l'évolution quantitative et qualitative de la ressource en eau. EDF devra accélérer la mise en œuvre de systèmes de refroidissement sobres en eau, notamment dans le cadre du nouveau programme nucléaire pour lequel le changement climatique devient un critère majeur du choix d'implantation. Le développement de l'hydro-électricité doit être conforté par la mise en œuvre d'un modèle de rémunération propre aux STEP.

Dans son référé du 2 décembre 2022 sur le renouvellement des concessions hydro-électriques³²¹ puis dans sa communication de mars 2023 à la commission des finances du Sénat sur l'adaptation au changement climatique du parc des réacteurs nucléaires³²², la Cour a déjà eu l'occasion de formuler les recommandations rappelées ci-après :

- *consolider et mettre à jour les fondements scientifiques justifiant les limites réglementaires applicables aux rejets thermiques des réacteurs nucléaires (ministère de la transition énergétique, ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, autorité de sûreté nucléaire, 2024) ;*
- *renforcer la recherche et développement sur les systèmes de refroidissement sobres en eau ainsi que sur des systèmes de traitement biocide plus sobres en réactifs chimiques rejetés dans le milieu naturel (EDF, 2024) ;*

³²¹ [Référé Le renouvellement des concessions hydroélectriques \(ccomptes.fr\)](#)

³²² [L'adaptation au changement climatique du parc des réacteurs nucléaires | Cour des comptes \(ccomptes.fr\)](#)

- *produire les études de préfaisabilité prenant en compte le changement climatique concernant les huit EPR2 en option (ministère de la transition énergétique, EDF, 2025) ;*
- *proposer un modèle de rémunération propre aux stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) à la hauteur de leur contribution au fonctionnement du système électrique français et permettant d'assurer un développement des investissements en ligne avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (ministère de la transition énergétique, 2024).*

À l'issue de cette nouvelle instruction, la Cour formule ou complète les recommandations suivantes :

1. *fiabiliser les mesures de prélèvement et de consommation d'eau des centrales nucléaires (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, autorité de sûreté nucléaire, EDF, 2024) ;*
 2. *identifier et mesurer les coûts d'adaptation au changement climatique des parcs de production nucléaire et hydro-électrique, en fonctionnement comme en investissement (EDF, CNR, 2024) ;*
 3. *mesurer et publier les impacts de la contrainte hydrique sur les centrales nucléaires situées en bord de rivière ou d'estuaire et adapter si nécessaire leurs capacités d'entreposage avant rejet des effluents liquides (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, autorité de sûreté nucléaire, EDF, 2024) ;*
 4. *formaliser une approche commune de l'adaptation au changement climatique pour le nouveau nucléaire, intégrée et déclinée par site (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, autorité de sûreté nucléaire, institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, EDF, 2024).*
-

Réponse reçue à la date de la publication

Réponse du président-directeur général d'Électricité de France..... 354

Destinataires n'ayant pas d'observation

Monsieur le ministre de la transition écologique et de la cohésion des territoires
--

Monsieur le président de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Madame la présidente du conseil d'administration de l'Institut de radioprotection et de la sûreté nucléaire (IRSN)
--

Madame la présidente du directoire de la Compagnie nationale du Rhône (CNR)

Destinataire n'ayant pas répondu

Madame la ministre de la transition énergétique

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL
D'ÉLECTRICITÉ DE FRANCE**

Cette synthèse est le point d'aboutissement des enquêtes successives engagées par la Cour depuis deux années. Elle présente un état des lieux dont nous partageons le diagnostic.

Dans le prolongement des observations de la Cour et comme vous me l'avez suggéré, j'apporte bien volontiers quelques compléments de nature à éclairer la position et la démarche de notre entreprise.

EDF partage pleinement la préoccupation exprimée par la Cour des comptes à l'égard du réchauffement climatique et considère avec elle que ce phénomène est un fait majeur auquel l'humanité sera confrontée durablement tout au long de ce siècle et au-delà. EDF s'est impliquée avec beaucoup de soin dans l'instruction conduite par votre haute juridiction et a mis à disposition des rapporteurs son capital de connaissances acquises depuis une vingtaine d'années sur l'évolution du climat et ses conséquences, notamment au niveau de la recherche-développement et de son ingénierie. Notre entreprise contribue également aux études transversales engagées par les services de l'État au niveau français ; elle est fière que les travaux de ses experts puissent être reconnus dans les instances scientifiques.

Nos équipes, tout particulièrement celles du nucléaire, de l'hydraulique et de la recherche-développement, ont mis à profit ce temps d'instruction avec la Cour des comptes pour approfondir leurs analyses et ré-interroger la compréhension qu'elles en avaient, notamment à la lumière de la canicule exceptionnelle de l'été 2022 et de l'épisode de sécheresse qui l'a caractérisée

Des plans d'adaptation au changement climatique ont été établis aussi bien pour les infrastructures nucléaires que pour nos aménagements hydroélectriques. Ce n'est pas le lieu d'en faire une présentation détaillée. Il importe que vous sachiez que nos ingénieurs les ont intégrés, qu'ils prennent en compte la nécessité de consolider la résilience de nos équipements en exploitation et d'anticiper pour les nouvelles installations leur aptitude à faire face à des événements nouveaux comme la montée des mers. Les arbitrages à faire se situent sur un chemin critique entre la recherche d'une résilience affirmée et la prise en compte des possibles en l'état actuel des technologies. Les solutions retenues par EDF se veulent à la fois pragmatiques et proportionnées par rapport aux enjeux, ceux qui relèveraient de la sûreté étant bien évidemment priorités sous la surveillance de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

S'agissant de la ressource en eau, les installations hydroélectriques gérées par EDF représentent une majeure partie des capacités de stockage en France. L'entreprise contribue activement à la gestion de ce bien commun en lien étroit avec l'État et les territoires, afin d'en faciliter l'allocation aux différents usages. Elle travaille à des projets d'optimisation des installations existantes et au développement de nouveaux moyens de production comme les STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage). Par ailleurs, comme la Cour l'indique dans son rapport, on retiendra que les prélèvements en eau opérés par les centrales nucléaires d'EDF sont relativement faibles.

En dernier lieu, je voudrais souligner combien EDF participe à la construction d'un futur décarboné. La préservation de ses moyens de production est par conséquent un impératif qui oblige l'entreprise à anticiper les conséquences du réchauffement climatique sur leur fonctionnement ; elle requiert aussi une grande attention et un accompagnement de la part de l'État. C'est bien le sens du rapport de la Cour des comptes, ce dont je vous remercie.
