

Paris, le 25 avril 2025

Réponse de M. Bernard Fontana au questionnaire de M. Matthias Tavel

A - Questions d'ordre général

1. *En quoi vos qualifications et vos expériences professionnelles vous permettent-elles de disposer des compétences nécessaires pour assurer les fonctions de président-directeur général d'EDF ?*

Je comprends que le parcours de Framatome au cours des presque 10 dernières années a pesé dans la décision de me proposer pour assurer les fonctions de président-directeur général d'EDF. Je remercie mes collègues de Framatome pour leur engagement et leur contribution à ce parcours qui est leur parcours.

J'aime l'industrie et j'y ai effectué toute ma carrière. D'abord à la SNPE (l'ex-Société Nationale des Poudres et Explosifs) où j'ai travaillé pendant 18 ans : A Toulouse, comme ingénieur procédés (unités de monoxyde de carbone, d'hydrogène, de carburants spatiaux), puis à Sorgues comme responsable des fabrications, secteur chimie. J'ai eu ma première expérience de direction générale à 30 ans avec Bergerac NC, dans les nitrocelluloses. Puis cela a été, la responsabilité de SNPE Chimie, la responsabilité de l'Amérique du Nord avec la présidence de SPE Inc aux USA. De nouveau en France, avec la responsabilité des activités civiles du Groupe : intermédiaires chimiques, chimie fine/pharmacie, agrochimie, explosifs industriels. J'ai dû à ce titre gérer les conséquences de l'explosion d'AZF sur nos sites voisins de Toulouse : SNPE Toulouse, Tolochimie, Isochem, Raisio,... Sécurité, dialogue social, stratégie industrielle,... nous étions très soudés et nous le sommes toujours même si la vie nous a éloignés.

Après SNPE, j'ai souhaité mieux connaître le fonctionnement d'un grand groupe industriel. J'ai donc accepté la proposition qui m'a été faite de rejoindre Arcelor, issu de la fusion d'Usinor, d'Aceralia et d'Arbed. J'ai ainsi rejoint les aciers plats, basé à Luxembourg. Après la fusion avec Mittal Steel, j'ai eu la responsabilité des activités aciers pour automobile dans le monde. Puis cela a été la Direction des Ressources Humaines du Groupe (qui comptait alors plus de 400.000 personnes), basé à Londres, avec les années fastes mais aussi la crise de 2008 où j'ai été chargé de réduire les coûts fixes du Groupe de 8 milliards de dollars. Compétences, dialogue social, leadership, efficacité des organisations, ces sujets rythmaient mes journées. Puis cela a été la responsabilité de l'activité aciers inox, avec la mise en bourse d'une partie du capital : c'est la société Aperam. Aperam est un électro-intensif, et l'énergie y est un élément décisif. Puis j'ai relevé le challenge de la présidence d'un grand groupe en acceptant la proposition de devenir CEO du Groupe Holcim, un leader mondial du ciment, basé à Zurich. Notre consommation électrique dans le monde était l'équivalent de celle d'un pays comme la Belgique. L'optimisation de nos émissions de CO2 était déjà une très grande priorité pour le Groupe. J'ai accompagné Holcim jusqu'au jour de sa fusion avec Lafarge. La même semaine, j'ai accepté le challenge que me proposaient EDF et Areva de prendre la responsabilité d'Areva NP, que nous avons renommée Framatome.

Dans Framatome, nos priorités sont la sûreté et la sécurité, la qualité et la réduction des temps de cycle (Lead Time). Nos axes stratégiques sont les compétences (nous recrutons 2.500 nouveaux collègues chaque année, plus, en France, près de 600 apprentis chaque

année), la capacité à délivrer les projets et nos équipements (nous investissons près de 500 millions d'euros par an dans nos usines, essentiellement en France), l'agilité de nos organisations, l'offre de solutions à nos clients électriciens (notre carnet de commandes est actuellement de 30 milliards d'euros), le développement d'effets de leviers rentables pour nos équipes et nos usines françaises à l'international. Nous portons une attention particulière à nos chaînes de fournisseurs et à leur souveraineté. Et bien sûr, il s'agit pour nous de venir en appui du parc nucléaire français et de contribuer à l'exécution des projets d'EPRs. Aujourd'hui, Framatome n'a plus de dettes. L'engagement des salariés et leur fierté sont déterminants. Plus récemment, j'ai aussi pris la responsabilité d'Arabelle Solutions (les turbines ex General Electric, ex Alstom) et j'ai rejoint le Comité Exécutif Nucléaire d'EDF. Je suis également membre des conseils d'administration de Thales et SSAB, le groupe sidérurgique suédois, engagé dans la décarbonation de ses activités. Je mesure bien les challenges qui attendent le futur Président Directeur Général d'EDF. Je m'engagerai avec détermination dans ce nouveau challenge si les Commissions du Parlement approuvent la proposition de ma candidature.

2. *Quelles sont vos priorités pour votre éventuel mandat en tant que président-directeur général ?*

Mes principales priorités seront de :

- Poursuivre le rétablissement de la production du parc nucléaire à des niveaux cohérents avec les meilleurs standards internationaux,
- Fournir une électricité compétitive à l'ensemble des consommateurs français, et plus particulièrement aux industriels,
- Maitriser les délais et les coûts du programme de relance du nucléaire
- Permettre la relance de l'investissement dans le parc hydroélectrique d'EDF,
- Mener à bien les projets d'éolien en mer déjà attribués à EDF en France.
- Assurer la soutenabilité de la trajectoire financière de l'entreprise

Et bien sûr, il me faudra contribuer à accélérer l'électrification des usages et accompagner l'adaptation du réseau aux exigences nouvelles du système électrique.

3. *Comment comptez-vous identifier votre feuille de route et vos priorités d'investissement en l'absence de loi de programmation énergie-climat (LPEC) et de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) claires ?*

Ma première mission est de faire en sorte que l'entreprise EDF soit efficace et rende à ses clients et au pays les services qui en sont attendus.

Mobiliser toutes les compétences des salariés du groupe EDF et les ressources techniques à leur disposition pour produire sur le territoire national une électricité bas carbone et compétitive, au service des ménages et des entreprises françaises, en particulier celles qui en ont le plus besoin pour être compétitives.

Cela contribuera aux objectifs de la France en matière de souveraineté, de compétitivité et de lutte contre le changement climatique.

4. *Quel est votre regard sur le retard pris dans la stratégie d'électrification des usages ? Quel est selon vous le rôle d'EDF en matière de baisse de la consommation et d'efforts de sobriété ?*

Le retard pris dans l'électrification des usages est préoccupant car il correspond à un retard pris dans la décarbonation, donc à une consommation trop importante d'énergies fossiles (pétrole et gaz) et importées

Les énergies fossiles représentent toujours les 2/3 de la consommation d'énergie en France et la facture énergétique de la France pèse lourdement sur sa balance commerciale : 62 milliards d'euros en 2024.

Substituer à ces consommations de pétrole et de gaz une consommation d'électricité produite en France à partir d'énergie nucléaire et renouvelable présente un triple bénéfice:

- pour la souveraineté énergétique,
- pour les enjeux climatiques, en réduisant drastiquement les émissions de CO₂,
- pour la maîtrise des factures, qui ne dépendent plus des aléas géopolitiques.

Aujourd'hui, nous disposons d'un excédent d'électricité en France, et grâce au retour de la bonne performance du parc nucléaire EDF a exporté en 2024 près de 90 TWh, l'équivalent de la consommation de la Belgique. Il est donc essentiel de mobiliser tous les moyens pour accélérer cette électrification au bénéfice de tous, par les bons gestes en matière de normalisation et de fiscalité notamment.

Cette dynamique d'électrification est parfaitement cohérente avec la poursuite des efforts d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, pour permettre de respecter la trajectoire net zéro de la France, la réduction des énergies fossiles, grâce à l'électrification et l'efficacité énergétique.

5. *EDF poursuit depuis 2015 la stratégie « CAP 2030 », avec trois priorités : accompagner les clients et les territoires dans leur transition énergétique ; produire une énergie bas-carbone à base d'énergie nucléaire et de renouvelables, avec un objectif alors fixé à 50 gigawatts (GW) en 2030 pour les énergies renouvelables (EnR) ; développer ses solutions bas carbone à l'international, avec pour objectif un triplement des activités du groupe à l'international d'ici 2030. Comptez-vous poursuivre cette stratégie ou y apporter des inflexions ? Le cas échéant, lesquelles et pourquoi ?*

Le contexte a évolué depuis 2015, notamment avec les conséquences de la crise du Covid, de l'épisode de la corrosion sous contrainte et de la tension sur les approvisionnements en gaz de l'Europe initiée dès 2021 et aggravée depuis 2022.

La stratégie d'EDF devra s'inscrire dans ce nouveau contexte, avec :

- Une nécessité de retrouver dans la durée une production optimale du parc existant,
- Un renforcement de l'exigence de souveraineté pour se libérer des risques géopolitiques, donc accélérer l'électrification en substitution des consommations de fossiles importés,

- La prise en compte d'un système électrique soumis à plus d'aléas, avec le besoin de développer de nouveaux moyens de flexibilité, notamment hydrauliques ;
- La nécessité de maîtriser la réalisation opérationnelle du programme nouveau nucléaire pour garantir la robustesse et la compétitivité du système électrique français dans la durée.

6. *Votre candidature est proposée alors que l'État a décidé d'écourter le mandat de votre prédécesseur, dans un contexte marqué par des divergences sur les modalités de mise à disposition de la production d'électricité nucléaire pour les industriels. Comment comptez-vous concilier la définition d'une stratégie propre au groupe avec le fait que l'État soit votre unique actionnaire ? Dans vos premiers échanges avec l'État, avez-vous déjà reçu des instructions ou orientations dans la perspective de votre futur mandat ?*

L'Etat actionnaire et l'entreprise doivent travailler de façon partenariale, en confiance. Nous travaillons pour notre actionnaire et ce faisant nous travaillons pour la nation dans son ensemble.

L'Etat régulateur, percepteur, stratège, législateur fixe les règles. L'Etat actionnaire challenge et défend l'entreprise, sa valeur, ses compétences et son patrimoine.

Dans ce cadre, un accord Etat-EDF, de novembre 2023, définit les principes fondamentaux qui régissent les conditions de commercialisation de l'électricité produite par les centrales nucléaires. Ces principes ne sont remis en cause ni par EDF ni par l'État. Certaines modalités figurent dans sa loi de finances pour 2025 et sont en cours de mise en œuvre réglementaire.

Je pense que ces fondamentaux sont robustes, car ils reposent sur 4 piliers qui concilient l'intérêt des consommateurs et les besoins économiques d'EDF pour financer ses investissements :

- Le maintien de tarifs réglementés pour les ménages et les très petites entreprises qui souhaitent recourir à ces offres, fixés par l'État sur proposition de la CRE. Ces tarifs offrent un lissage pluriannuel protégeant des pics de prix liés à la conjoncture ;
- Des offres de contrats à moyen et long terme à 4 et 5 ans (possibilité nouvelle offerte par la réforme du *market design* européen d'octobre 2023) destinés à toutes les catégories d'entreprises. Ces contrats se développent, auprès d'entreprises de toutes tailles et apportent de la visibilité et des prix parmi les plus compétitifs d'Europe ;
- Des partenariats portant sur une allocation de la production nucléaire, pour les industriels, sur des durées d'engagement beaucoup plus longs (de 10 à 15 ans), destinés à restituer les coûts de production du parc existant en partageant certains risques industriels ;
- Un mécanisme de régulation fixé et opéré par l'État destiné, en cas de retour de prix trop élevés, à redistribuer à tous les consommateurs les revenus du parc nucléaire au-dessus de seuils pré-définis.

Il s'agira pour moi de mettre en œuvre cet accord, dans toutes ses dimensions, en prêtant une attention particulière aux attentes des industriels, afin de trouver le bon équilibre entre les besoins économiques de l'ensemble des acteurs.

7. *EDF est, depuis 2004, une entreprise sous le statut de société anonyme. La détention à 100 % de l'entreprise par l'Etat vous semble-t-elle compatible avec un tel statut ? Quel est votre avis sur la possibilité d'un statut d'établissement public industriel et commercial (EPIC) pour EDF, comme cela était le cas de sa création et jusqu'à cette date ? Ne pensez-vous pas que cela serait de nature à faire baisser le coût de financement des projets ?*

- La détention à 100% d'une entreprise par l'Etat est tout à fait compatible avec un statut de société commerciale. A titre d'exemple, la SNCF, la Poste ou France Télévisions sont des sociétés commerciales détenues intégralement par l'Etat, soit directement soit aux côtés de la Caisse des dépôts et des consignations.
- C'est un statut qui répond bien ce qu'est aujourd'hui le secteur de l'énergie, et notamment de l'électricité : un marché sur lequel EDF est en compétition avec d'autres entreprises, de toutes tailles, dans plusieurs pays, et qui correspond à ce que j'ai connu pendant toute ma carrière.
- Je ne suis pas un spécialiste du statut d'EPIC mais il me semble que la transformation d'EDF en EPIC pourrait entraver EDF dans le développement de ses activités : EDF perdrait en agilité sur des marchés très concurrentiels du fait du principe de spécialité¹ qu'entraînerait ce changement de statut : il pourrait rendre plus difficile l'adaptation d'EDF aux évolutions de ses marchés.
- Enfin, une telle transformation se heurterait probablement à des difficultés compte tenu des règles de droit de la concurrence en matière d'aides d'Etat. La Commission européenne considère, en effet, que le fait de se transformer en EPIC constitue une aide d'Etat, en raison d'une garantie implicite et illimitée de leurs dettes par l'Etat. Par conséquent, un passage sous le statut d'EPIC conduirait à des demandes de mesures compensatoires. Il faudrait s'assurer que ces mesures n'entravent pas le développement et le bon fonctionnement du groupe EDF.

Il me semble donc que pour répondre aux défis qui se posent au secteur de l'énergie, la question n'est pas tellement une question de statut juridique ; c'est celle des priorités à se donner et de notre capacité à relancer l'industrie nucléaire en France. Le projet est là, il s'agit de l'exécuter conformément aux attentes.

8. *Comment définiriez-vous le rôle premier d'EDF : est-ce une entreprise en recherche de profitabilité, une entreprise ayant vocation à assurer un service public de l'énergie, ou une entreprise au service d'une politique de souveraineté énergétique, voire industrielle ?*

C'est sans doute la conjonction des 3, et c'est d'ailleurs ce qui fait d'EDF une entreprise hors du commun.

¹ Précisément : du fait du principe de spécialité, ce changement de statut impliquerait qu'EDF ne puisse plus diversifier ses activités au-delà des missions qui lui sont confiées par la loi et d'activités annexes, complément normal de sa mission statutaire, à la condition qu'elles répondent à un intérêt général.

Je pense qu'EDF est une entreprise industrielle qui repose fondamentalement sur une histoire, une culture qui ont été bâties sur la notion de service public ; cette dimension étant attendue aussi bien par les représentants de la Nation que par son corps social et ses clients.

Ses missions s'exercent dans le cadre des objectifs qui lui sont fixées d'une part par les textes régissant la politique énergétique du pays, d'autre part par son désormais unique actionnaire.

La bonne mise en œuvre de ses objectifs requiert que l'entreprise dispose des capacités nécessaires au déclenchement d'investissements importants, destinés aussi bien à ses actifs existants qu'aux nouvelles installations, pour produire une énergie bas-carbone et localisée sur le territoire national.

Le besoin de rentabilité d'EDF et de ses filiales est aussi une donnée, d'autant plus qu'une large partie de leurs activités s'exercent dans un cadre concurrentiel. Plus EDF sera efficace, plus elle créera de la valeur pour la collectivité, moins elle pèsera sur elle. Cela suppose de lui donner les moyens d'agir et de garantir une bonne exécution.

9. Vous avez dirigé Framatome, filiale d'EDF, depuis 2015. L'entreprise a-t-elle eu des contentieux avec EDF, et y en a-t-il en cours ? Quelle est votre vision sur la relation qu'EDF doit entretenir avec ses filiales, notamment concernant l'avenir d'Enedis et de RTE ?

EDF est l'actionnaire principal de Framatome et c'est aussi son principal client. Les relations entre un client et son fournisseur sont faites de victoires dans la réussite de grands projets communs, comme récemment le remplacement du générateur de vapeur de Cruas 3 qui a été une belle réussite. Elles sont faites aussi parfois de désaccords, mais des entreprises comme EDF et Framatome savent traiter ces situations pour trouver des solutions.

La relation d'EDF avec RTE et Enedis est encadrée par le code de l'énergie, qui prévoit l'indépendance de gestion de ces deux entreprises pour assurer leur totale indépendance en tant que gestionnaires de réseaux. EDF a un rôle d'actionnaire, ce qui est important au moment où les deux gestionnaires de réseaux sont confrontés à des programmes d'investissements très importants pour faire face au développement des énergies renouvelables.

10. Quelle stratégie envisagez-vous pour le groupe EDF au niveau international ? EDF enregistre d'importants retards sur le chantier de la paire de réacteurs nucléaires EPR d'Hinkley Point, alors que la rentabilité du projet baisse. En outre, la facture de son projet nucléaire de Sizewell aurait été multipliée par deux depuis son lancement, selon le Financial Times¹. Comment garantir que les investissements opérés à l'étranger ne portent pas préjudice aux investissements français indispensables à la transition énergétique ? EDF devrait-elle se désengager de ses projets et activités à l'étranger ?

Les grands énergéticiens déploient des activités internationales à la fois parce que le secteur de l'énergie est international, et parce que ces activités hors des frontières peuvent constituer des atouts forts pour les entreprises : les activités internationales d'EDF constituent ainsi à

la fois des relais de croissance, un levier d'accroissement de la compétitivité des projets, et le moyen de maintenir ou acquérir des compétences dans des environnements économiques et techniques différents.

A titre d'exemple d'actualité, si EDF n'avait pas continué, ces 20 dernières années à construire des barrages à l'international, comme le barrage de Nachtigal, au Cameroun, qui vient d'être couplé au réseau et qui permet avec ses 420 MW d'assurer 30% de la consommation électrique du pays, EDF ne serait sans doute plus au même niveau d'excellence en matière de construction de barrage : nous n'aurions pas les ingénieurs, les experts hydrauliciens dont EDF dispose aujourd'hui et qui sont prêts à relancer l'hydroélectricité en France, le jour où une réforme du statut des barrages en France rendra à nouveau possible l'investissement.

C'est l'occasion de partager un des enseignements de mes 10 années à la tête de Framatome, qui m'a amené à travailler dans de très nombreux pays, sur tous les continents. Vu de France, on oublie parfois qu'EDF est un des plus grands champions mondiaux dans le secteur de l'énergie. En 2024, c'était le leader mondial de l'énergie décarbonnée. L'expertise d'EDF, de Framatome et de toutes les filiales, est reconnue partout sur la planète.

Ceci-dit, il faut bien sur veiller à la rentabilité des initiatives à l'international.

Et EDF a un rôle à jouer en matière de défense de la souveraineté française.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, le projet d'Hinkley Point C a permis le maintien en fonctionnement des entreprises de la filière nucléaire française, à une époque où les perspectives de nouveaux réacteurs n'étaient pas à l'ordre du jour en France, et nous le savons parfaitement chez Framatome qui est l'un des grands sous-traitants du projet. Sur le chantier d'HPC, aujourd'hui même, des milliers d'hommes et de femmes, salariés d'EDF, de Framatome, d'Arabelle Solutions ou de sous-traitants sont en train d'acquérir une expérience précieuse, et préparent ainsi la réussite du programme nouveau nucléaire France. La priorité pour EDF en découle directement : aujourd'hui, elle est de maîtriser la réalisation opérationnelle du chantier de construction et de capitaliser sur HPC pour préparer au mieux les chantiers des EPR2. À ce titre, EDF a par exemple mis en place un programme consistant à envoyer des centaines d'ingénieurs et de techniciens à Hinkley Point C, pour qu'ils ré-apprennent les métiers que l'on maîtrisait dans les années 80 et 90, et qu'ils puissent apporter leurs expériences au projet EPR2 le moment venu.

11. L'endettement d'EDF dépasse toujours les 54 milliards d'euros, alors que les besoins financiers pour le développement du nucléaire sont immenses et d'ores et déjà revus à la hausse. Comment analysez-vous la situation financière de l'entreprise ? Quel rythme envisagez-vous pour l'apurement de la dette d'EDF ? Envisagez-vous de céder certains actifs ; si oui, lesquels ?

EDF a présenté en février ses résultats annuels pour 2024 :

- L'EBITDA s'élève à 36,5 Mds€ et le résultat net part du Groupe à 11,4 Mds€.
- Le cash-flow de 3,9 Mds€ contribue à la stabilisation de la dette financière nette, qui s'élève à 54,3 Mds€, malgré des investissements de 22,4 Mds€ en hausse de plus de 3 Mds€ par rapport à 2023.

La performance du Groupe a permis de financer la croissance des investissements sans accroître son endettement.

Si l'EBITDA 2024 bénéficiait encore partiellement de prix élevés grâce à l'effet de la politique de couverture sur le marché à terme, l'EBITDA 2025 sera davantage marqué par l'effet de la baisse des prix.

Dans ce contexte, la capacité à financer le développement dépendra fortement de trois facteurs clés :

1. Le renforcement de l'efficacité opérationnelle, un enjeu constant sur lequel le Groupe est engagé ;
2. La révision des règles d'allocation de capital, qui est en cours afin de minimiser les injections de capital et les cibler sur les projets les plus essentiels et rentables ;
3. Les modalités de financement et de partage de risque des grands projets industriels.

Néanmoins, la dette du Groupe devrait s'accroître compte tenu des besoins de financement du nouveau programme nucléaire français. L'enjeu consiste à bien piloter l'évolution de cette dette afin d'assurer la soutenabilité du bilan dans la durée.

Enfin, EDF réalise régulièrement des cessions pour veiller à la focalisation de son développement et à la soutenabilité de son bilan.

12. La presse vous a qualifié de « cost killer »², rompu aux restructurations. Quelle politique salariale comptez-vous mener ? Prévoyez-vous de conserver EDF comme une entreprise intégrée ou plutôt d'externaliser certaines activités ?

Je suis attentif à certains coûts pour dégager des marges de manœuvre au profit des compétences, de l'outil industriels ou encore de certaines innovations. L'engagement des salariés et la qualité du dialogue social sont importants pour moi et j'y serai donc attaché. Une entreprise ne peut pas tout faire elle-même, et a nécessairement recours à des externalisations. Ceci-dit, je pense qu'il est important de bien maîtriser son cœur de métier. Et quand on externalise une activité, il est important de garder une compétence pour bien le faire.

B – Dialogue social et rémunération

13. Alors qu'EDF a dégagé 11,4 milliards d'euros de bénéfices en 2024, comment envisagez-vous le partage de la valeur au sein de l'entreprise avec les salariés ? Pour le partage de cette valeur avec l'État, envisageriez-vous des évolutions à apporter sur le montant de dividendes et la fiscalité qu'EDF lui reverse ?

Le partage de la valeur avec les salariés est légitime et est déjà une réalité au sein d'EDF : en 2024, le groupe EDF a ainsi versé pour 500 M€ d'intéressement et participation. Les charges de personnel dans toute entreprise doivent être gérées, pour tenir les trajectoires financières, ce à quoi je suis attaché, mais aussi pour attirer et fidéliser les talents, et faire en sorte que les salariés bénéficient des bons résultats de l'entreprise.

EDF contribue par ailleurs au budget de l'Etat à plusieurs titres :

- EDF est une société anonyme avec un actionnaire unique et il est normal qu'EDF verse des dividendes à son actionnaire lorsque ses résultats le justifient, d'autant plus lorsque l'actionnaire, pendant les années financières difficiles qu'a traversées EDF, avait renoncé à percevoir des dividendes. Au titre de 2024, qui a été une année particulièrement solide, un dividende pourrait être versé. L'assemblée générale, qui se tiendra le 5 mai, arrêtera le montant susceptible d'être versé au titre de l'exercice 2024.
- EDF est également un contribuable. En 2024, le Groupe a versé environ 5 Mds€ de taxes en France. En particulier, plus de 1,5 Mds € ont été déboursés au titre d'impôts de production spécifiques au secteur de l'électricité (taxes sur les installations nucléaires de base, imposition forfaitaire des entreprises de réseaux, imposition forfaitaire sur les pylônes, contribution au financement de l'électrification rurale, taxe sur les éoliennes maritimes, etc.) dont les recettes sont indépendantes du résultat de l'entreprise.

14. Ces dernières années, EDF s'est illustrée par le choix de poursuites judiciaires³ et disciplinaires⁴ de plusieurs salariés impliqués dans des mouvements sociaux. Prévoyez-vous de rompre avec cette politique pour repartir sur un dialogue social serein ?

Le dialogue social avec les représentants du personnel est une composante historique de la culture d'EDF, il est structuré et riche, et a vocation à le rester.

L'accord-cadre mondial 2025-2030 sur la responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF porte d'ailleurs l'engagement de dialogue et de concertation.

EDF reconnaît comme interlocutrices et partenaires les organisations syndicales représentatives dans l'entreprise. Comme dans toute grande entreprise française, et en particulier chez EDF, Des facilités sont accordées aux représentants des salariés afin d'exercer leurs fonctions. En tant que membre du Comité exécutif du groupe EDF, je peux rappeler que le groupe réaffirme que les salariés ne sont jamais discriminés en raison de leur affiliation et/ou activités syndicales.

Enfin, il existe évidemment une ligne rouge, prévue par la loi et commune à toutes les entreprises : les agissements contrevenant à la sécurité des personnes et/ou des biens ne peuvent être tolérés et font l'objet de poursuite disciplinaire à l'encontre de leurs auteurs, et ce quelle que soit leur appartenance syndicale ou non.

15. Pour les entreprises publiques, la rémunération du PDG est fixée à 450 000 euros par an. Avant la nomination de votre prédécesseur, il avait initialement été fait état de rumeurs de déplafonnement. En ce qui vous concerne, pouvez-vous communiquer la rémunération envisagée ?

Le décret du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques a plafonné la rémunération annuelle d'activité de ces derniers à 450.000 euros bruts.

16. *L'entreprise Framatome prévoit-elle de vous verser une indemnité de départ de votre poste de directeur général, et, si oui, l'accepterez-vous ?*

Ce n'est ni prévu ni demandé.

C - Tarifs de vente de l'électricité

17. *La loi de 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, a réorganisé le marché de l'électricité en France, en encourageant le développement de la concurrence des fournisseurs d'électricité pour les consommateurs – la plupart de ces fournisseurs ne produisant pas d'électricité. Quel bilan tirez-vous de cette ouverture à la concurrence ?*

Différentes étapes d'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité se sont succédées depuis les premières directives de la fin des années 1990, mises en œuvre progressivement par des lois de transposition en droit français.

Ce cadre légal existe, et le Groupe EDF a vocation à exercer ses activités en France comme à l'international en s'adaptant au cadre légal en vigueur.

Pour ce qui concerne la loi NOME de 2010, elle a mis en place le mécanisme de l'Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique (ARENH), sur lequel tous les dirigeants successifs d'EDF se sont exprimés pour en dénoncer les effets négatifs sur l'équilibre financier de l'entreprise et son endettement. Ils l'ont également fait, avec beaucoup d'autres acteurs et spécialistes du secteur de l'énergie, devant la Commission d'enquête parlementaire portant sur les raisons de la perte de souveraineté énergétique. Ce mécanisme fait obligation à EDF de vendre à ses concurrents une part significative de sa production nucléaire à un prix de 42€/MWh, jamais réévalué depuis 2011, soit un prix inférieur aux coûts de production du parc nucléaire.

Conformément à la loi de 2010 et aux engagements pris à cette occasion par l'Etat auprès de la Commission européenne, l'ARENH prend fin le 1er janvier 2026.

La Loi NOME me semble avoir échoué sur un point fondamental, celui de la préparation de l'avenir : en contraignant EDF à vendre l'essentiel de sa production à un prix inférieur à son coût de production, l'ARENH a dégradé les finances de l'entreprise et n'a pas créé les conditions suffisantes pour préparer les investissements pour le renouvellement du parc nucléaire. Et aucun des acteurs bénéficiaires de l'ARENH n'a, non plus, déployé des investissements à la hauteur du coût de l'ARENH pour EDF.

En revanche, en 15 ans, la concurrence est devenue une réalité sur le marché français de l'électricité, dont le bon fonctionnement est contrôlé par la Commission de Régulation de l'Energie, et les différentes catégories de consommateurs peuvent choisir le fournisseur de leur choix entre plusieurs dizaines d'entreprises. C'est dans ce cadre de marché qu'EDF a vocation à exercer de manière efficace et performante ses activités de producteur et de fournisseur afin de satisfaire ses clients, conformément aux orientations de la politique énergétique française.

18. *Plus largement, à l'échelle européenne, le mécanisme de fixation des prix sur le marché européen de l'électricité lie ceux-ci aux fluctuations du prix du gaz par le « merit order », et éloigne le prix de l'électricité des coûts réels de production. Quelle est votre analyse à ce sujet ? Le marché européen de l'électricité vous semble-t-il réformable, et, si oui, quelles réformes pourraient être apportées à ce marché pour mieux refléter la réalité des coûts ?*

À la suite de la crise énergétique de 2022, la Commission européenne et de nombreux États-membres, notamment la France, ont appelé à une réforme du *market design* européen.

Celle-ci est intervenue en octobre 2023 et a permis au moins deux grandes avancées :

- La reconnaissance de la neutralité technologique dans les politiques de soutien à la décarbonation, pour plus d'efficacité économique,
- L'incitation au développement de contrats de long terme, pour apporter plus de stabilité dans les prix de détail aux consommateurs.

Deux ans plus tard, le retour à un niveau robuste de la production des parcs nucléaire et hydroélectrique, et le développement de nouveaux contrats de moyen terme à 4 ou 5 ans permettent aux clients professionnels qui le souhaitent de bénéficier de la stabilité sur ces horizons de temps à des niveaux de prix d'avant crise.

Plus fondamentalement, la production d'électricité en France reposant de manière croissante sur des moyens (nucléaires et renouvelables) ne dépendant ni du gaz ni du charbon, le nombre d'heures par an où le prix de l'électricité dépend du prix du gaz diminue et est désormais minoritaire. Comme le montrent les chiffres de la CRE : en 2023 le mécanisme du "merit order" a fixé les prix de marché de l'électricité au niveau de ceux proposés par des installations nucléaires ou hydrauliques durant près de 55 % des heures de l'année. Cette tendance s'est amplifiée en 2024 avec l'augmentation de la production nucléaire et hydraulique.

Le prix de marché de l'électricité vendue aujourd'hui pour livraison en 2026, première année sans ARENH, est ainsi près de 30 % moins cher en France qu'en Allemagne. Concrètement, on achète aujourd'hui sur les marchés de gros de l'électricité pour 2026 de l'électricité à 59 €/ MWh en France, contre 80 en Allemagne.

19. *La question des prix de l'électricité est déterminante pour définir l'équilibre entre :*
- *la rentabilité d'EDF, notamment pour reconstruire la filière nucléaire à la demande du Gouvernement, dont les besoins se comptent en dizaines de milliards d'euros ;*
 - *la capacité d'EDF à proposer aux ménages, d'une part, et à toutes les entreprises, des TPE PME aux électrointensifs, d'autre part, des tarifs de l'électricité plus abordables et prévisibles à moyen terme – ce qui doit permettre, pour le cas des entreprises, que celles-ci demeurent concurrentielles.*

Comment prévoyez-vous de répondre à cette problématique ?

C'est une question qui ne porte que pour 1/3 sur les acteurs du secteur électrique, producteurs et fournisseurs, et EDF en particulier. Car les 2/3 de la facture électrique, ce sont les taxes et les tarifs permettant le financement des réseaux. On peut noter à ce titre que la facture d'électricité des ménages et des entreprises supporte une fiscalité spécifique supérieure à celle des énergies carbonées

Pour la part qui concerne EDF, sa responsabilité consiste à construire et à exploiter un parc de production d'électricité adapté au niveau de la demande, disponible, compétitif, et ne reposant pas (ou exceptionnellement) sur des achats de gaz.

Mon premier objectif sera de m'assurer que le parc de production d'EDF, notamment nucléaire et hydraulique, continue à être exploité dans les meilleures conditions de performances opérationnelles, et toujours bien sûr au plus haut niveau de sûreté.

Mon deuxième objectif sera de faire en sorte qu'EDF contribue autant que possible à la réduction des énergies fossiles dans le mix de production d'électricité, en France en particulier : moins il y aura de gaz moins les prix de l'électricité dépendront des aléas du prix des hydrocarbures importés et plus la souveraineté de la France y gagnera. À ce titre, je veillerai au maintien d'un haut niveau d'investissement pour la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs existants et pour engager le renouvellement du parc.

Comme indiqué à l'issue de la dernière réunion du Conseil de politique nucléaire, le sujet spécifique du financement du programme nouveau nucléaire est en cours d'instruction entre EDF et l'État.

Mon 3^{ème} objectif sera d'offrir aux consommateurs français le bénéfice de contrats de moyen et long terme qui leur permettent à la fois de bénéficier de prix de l'électricité les plus proches possibles de la réalité des coûts de production, et d'être protégés des variations brutales des prix de l'électricité, comme on l'a connu en 2022. Concrètement aujourd'hui, plus de 5.500 entreprises de tous secteurs confondus, bénéficient de contrats à prix fixe pour 4 à 5 ans. Autrement dit, quels que soient les aléas géopolitiques des années à venir, quels que soient les soubresauts des prix du gaz, ils paieront une facture autour de 65 €/MWh.

Dans le cas des électrointensifs, je serai attentif à rechercher des marges de manœuvre et à leur donner rapidement la visibilité dont ils ont besoin.

20. La fin de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) était demandée par la direction d'EDF. Toutefois, certains prévoient que le nouveau système de fixation des prix induira une hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs. Qu'en pensez-vous ? Estimez-vous que le dispositif du versement nucléaire universel est de nature à répondre aux besoins d'EDF en termes de besoins de financement, d'une part, et à l'exigence d'un prix de l'électricité suffisamment bas et stable pour les consommateurs, d'autre part ?

L'arrêt de l'ARENH au 31 décembre 2025 est une disposition légale, prévue dans la loi "NOME" de 2010, approuvée par une décision de la Commission européenne.

En vue de cette échéance, EDF et le gouvernement ont annoncé en novembre 2023 un large ensemble de dispositions visant à :

- offrir de la visibilité et de la stabilité aux consommateurs,

- préserver les enjeux de compétitivité pour les industriels français,
- permettre à EDF de réaliser les investissements indispensables à la transition et à la souveraineté énergétiques, en cohérence avec les objectifs assignés par les pouvoirs publics.

Les premières déclinaisons concrètes de cet accord reposaient sur la politique commerciale d'EDF. Dès la fin de l'année 2023, des contrats de fourniture de moyen terme, permettant aux entreprises et aux collectivités qui le souhaitent de sécuriser leurs prix sur des durées de 4 ou 5 ans, ont été proposés. En complément, des discussions ont été engagées avec des industriels afin de conclure des partenariats de long terme, sur 10 ou 15 ans, leur garantissant ainsi des prix qui ne soient pas soumis aux crises conjoncturelles.

En complément de ces propositions commerciales et partenariales, l'accord prévoit un deuxième niveau de protection pour les consommateurs, consistant en un prélèvement et une redistribution aux consommateurs d'une partie des revenus tirés de la production nucléaire, pour répondre à une éventuelle situation de crise des prix de marché. Ce dispositif, baptisé "versement nucléaire universel", vient d'être adopté dans le cadre de la dernière loi de finances ; il pourra permettre de concilier à la fois les besoins de financement d'EDF et l'exigence d'un prix de l'électricité suffisamment bas et stable pour l'ensemble des consommateurs, ménages comme entreprises.

Par ailleurs, comme l'ont dit la CRE et le gouvernement, rien ne vient étayer l'idée d'une hausse en 2026.

*21. L'annonce récente de **la mise aux enchères** de contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) par EDF a suscité de vives craintes de la part des industries les plus consommatrices d'énergie, dont les contrats sont en cours de négociation avec le groupe. **Que pensez-vous de ce mécanisme d'enchère** et de ses effets sur les contrats en cours de négociation ? Pensez-vous être en mesure de lever les obstacles qui limitent le recours à ces contrats de la part des électro-intensifs, et, si oui, comment ?*

Les CAPN permettent d'acheter de l'électricité d'origine nucléaire sur la base de ses coûts.

. Pour les coûts de l'année, on les constate et on les divise par les volumes.

. Pour le passé, il y a quelques marges de manœuvre, certes réduites, et je demanderai aux équipes en charge de regarder à nouveau.

Les industriels électro-intensifs ont à se déterminer entre CAPN ou marché. Or, la différence n'est plus flagrante par rapport à un marché de gros baissier du fait du prix du pétrole, du dollar, etc... Je serai attentif à leur situation.

Plus fondamentalement, pour améliorer la compétitivité de cette offre, il faut surtout que la production nucléaire augmente car cela fera mécaniquement baisser les prix unitaires. Je serai particulièrement attentif sur ce point, on peut encore progresser au-delà de 360 TWh alors que les prix des CAPN sont exprimés sur une base de 360 TWh (atteinte en 2024).

On pourra retarder un peu la mise aux enchères des CAPN, pour d'abord sécuriser les clients industriels, mais elle a du sens et il faudra bien élargir la distribution de cet instrument d'accès

à l'électricité, l'Europe le demande, et il n'y a pas de raisons de priver les autres clients ou fournisseurs qui se sont montrés intéressés.

Je précise que cette fourniture sera livrée en France, et donc ces volumes ne contribueront pas aux exportations du système électrique français vers ses voisins, qui ne dépendent que du prix spot déterminé en j-1.

22. Selon vous, les CAPN et les power purchase agreements (PPA) sont-ils des outils efficaces pour décarboner l'industrie à un horizon de 15 ans ? Quels sont les objectifs de nombre de contrats signés, de durée de ceux-ci et le volume total concerné que vous vous fixez et que le Gouvernement vous a fixé ?

Les contrats de long terme, dont les CAPN ou PPA, sont des moyens importants pour permettre aux industriels de disposer de visibilité sur leurs coûts d'approvisionnement. D'autres facteurs sont aussi importants pour garantir la compétitivité des industriels sur le long terme, tels que les mesures sectorielles et les mécanismes de soutien : réductions/exonérations de taxe, compensation carbone, abattements sur les coûts d'acheminement, mise en place de quotas CO2 gratuits etc.

Ainsi il convient de renforcer le poids de ces facteurs nécessaires à l'atteinte de coûts de revient d'électricité (souvent appelés prix rendu site) compétitifs et répondant aux attentes des entreprises, permettant la décarbonation des usines.

Notons en outre que pour certaines industries, notamment la chimie, le poids des énergies fossiles dans la structure des coûts est encore important et constitue le premier écart de compétitivité avec certains pays (hors d'Europe) à très bas coût d'énergie.

23. L'avenir des tarifs réglementés de vente de l'électricité français est menacé par la Commission européenne. Quelle est votre position sur le maintien ou l'évolution de ces tarifs ? Seriez-vous favorable à un retour à un tarif réglementé de vente pour tous les usagers en France ? À défaut, quelles hypothèses d'évolutions des prix de marché de l'électricité envisagez-vous pour les mois et années à venir, tant pour les particuliers que pour les entreprises ?

L'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est pleinement conforme au droit européen, cette possibilité étant explicitement mentionnée dans la directive relative à l'électricité. De telles offres de fourniture contribuent à l'intérêt général, puisqu'elles garantissent l'accès des ménages et des très petites entreprises (TPE) à des prix de détail stables, capables d'amortir les soubresauts constatés sur les marchés de gros, grâce à leur méthode de construction, décidée et appliquée par les pouvoirs publics.

Depuis la loi du 11 avril 2024, toutes les TPE peuvent désormais bénéficier des tarifs réglementés, quelle que soit la puissance qu'ils ont choisi de souscrire : cette évolution, demandée par de nombreuses professions (notamment les boulangers), était la bienvenue, étant entendu que les entreprises conservent comme tout consommateur la possibilité de choisir un autre type d'offre auprès du fournisseur d'électricité de leur choix.

L'hypothèse d'une nouvelle extension de l'éligibilité aux tarifs réglementés, au-delà des ménages et des TPE, apparaît difficilement compatible avec le droit européen en vigueur.

D - Prolongation et renouvellement du parc nucléaire

24. *Le chantier de l'EPR de Flamanville a été retardé dès 2015, notamment par des anomalies détectées sur la cuve et le couvercle. L'année suivante, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a annoncé la détection de 20 nouvelles irrégularités sur des équipements, à la suite d'un audit réalisé sur l'usine du Creusot⁵. Framatome est-elle aujourd'hui en capacité de produire des cuves et des couvercles sans défaut, aptes à équiper de nouveaux réacteurs ? À peine relié au réseau après 12 ans de retard, il a dû être remis à l'arrêt. Comment appréhendez-vous ce dossier ?*

Il est classique, et il était attendu, qu'un nouveau réacteur, issu d'un design nouveau, connaisse une phase de montée en puissance progressive. C'est ce que connaissent tous les réacteurs nucléaires et qui se produit comme attendu à Flamanville.

Pour mémoire par exemple le démarrage du dernier palier des réacteurs N4 avait nécessité plus de dix-huit mois. C'est toujours une opération complexe.

Je veillerai à ce que la mobilisation des équipes d'EDF et de tous leurs sous-traitants continuent à être totale pour réussir cette phase cruciale, pour vérifier progressivement le parfait fonctionnement de chacun des systèmes et pour parfaire leur maîtrise des règles générales d'exploitations qui sont spécifiques à Flamanville 3.

Par ailleurs, il va sans dire que Framatome est en capacité de produire des cuves et des couvercles sans défaut, comme l'entreprise le fait pour ses clients partout sur la planète, et le fera pour le programme EPR2.

25. *Le réacteur 1 historique de Flamanville a également été mis à l'arrêt à la suite d'une fuite sur une tuyauterie connectée au circuit primaire. Diligenterez-vous une inspection des réacteurs identiques du parc ?*

Le secteur nucléaire est sous une surveillance très étroite. C'est une bonne chose. C'est un gage de sûreté. C'est une condition de l'acceptabilité sociale. Mais ne tombons pas dans la surréaction et regardons ce que disent les faits.

D'après les informations dont je dispose, cet événement sans conséquence pour l'environnement a été classé par l'ASNR au niveau 1 sur l'échelle INES (qui en compte 7), il est donc considéré comme une « anomalie », au même titre qu'une centaine d'événements par an.

L'analyse de la fuite a montré la présence d'une fissure de fatigue vibratoire. Un programme d'extension des contrôles a déjà été lancé pour le réacteur Flamanville 1, il est en cours et à ce stade aucun autre défaut n'a été détecté ; des contrôles vont également être lancés sur d'autres réacteurs actuellement à l'arrêt.

26. *Dans un rapport de janvier 2025 consacré à la filière EPR⁶, la Cour des comptes a souligné « des surcoûts, retards et incertitudes trop nombreux » eu égard aussi bien au bilan de l'EPR qu'à la mise en œuvre du programme EPR2. Quel regard portez-vous sur ce constat et que lui répondez-vous ?*

Dans ses travaux, la Cour des comptes a porté un message de vigilance renforcée sur l'état de la filière EPR et sur les enjeux qui restent à relever par EDF et ses partenaires. La conception et la construction des premiers réacteurs EPR ont connu des difficultés incontestables, et le programme EPR2 bénéficie aujourd'hui du retour d'expérience opérationnelle. Ce programme fait l'objet d'un suivi minutieux et de travaux continus d'optimisation de sa compétitivité, en lien avec l'ensemble des services de l'État concernés, en particulier avec la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire qui en supervise la maîtrise d'ouvrage. Je pense que l'approche « Lead Time » qui consiste à réduire un certain nombre de délais à tous les niveaux, est de nature à nous amener des leviers très importants.

27. *Votre prédécesseur visait l'objectif de construire un EPR2 en 70 mois à partir de l'effet de série (c'est-à-dire à partir du quatrième ou du cinquième). Cela vous semble-t-il réaliste ? En ce qui vous concerne, sur quel délai vous engagez-vous ?*

L'effet de série est une réalité dans toutes les industries, on ne voit pas pourquoi il ne fonctionnerait pas dans le domaine du nucléaire. On le constate d'ailleurs de façon concrète sur le chantier d'Hinkley Point C : le réacteur n°2 se construit environ 20 à 30% plus vite que le réacteur n°1.

Chez Framatome, nous visons des gains de temps de cycle de 50% sous 4 ans avec l'effet de série.

Le programme EPR2 bénéficiera de l'effet de série, grâce au retour d'expérience des projets anglais, Hinkley Point C ou Sizewell C, mais il est encore un peu tôt pour moi, me semble-t-il, pour figer ce délai de réalisation.

28. *L'État a fait savoir qu'il demande à EDF un « chiffrage engageant » sur le coût du programme du nouvel EPR2, alors que le devis prévisionnel a augmenté de 30 % en un an pour atteindre 67 milliards d'euros et est « susceptible de dépasser les 100 milliards d'euros » selon le président de la Cour des comptes. Une décision finale d'investissement de la part d'EDF est attendue en 2026. Quel délai vous fixez-vous pour répondre à la nouvelle estimation demandée et quelle méthode prévoyez-vous ? La Cour préconise de « retenir la décision finale d'investissement du programme EPR2 » jusqu'à la levée des incertitudes relatives à son financement et à sa conception détaillée. Est-ce envisageable selon vous ?*

Selon les informations dont je dispose, EDF a prévu de transmettre à l'État une réévaluation des coûts et des délais du programme EPR2 à la fin de cette année.

Cette évaluation sera auditée par l'État, puis sera utilisée dans le cadre de l'examen de la notification d'aide d'État auprès de la Commission européenne, ainsi que dans le dossier de

décision finale d'investissement qui sera présenté au Conseil d'administration d'EDF à la fin de l'année 2026. À ce titre, l'actualisation des coûts du programme EPR2 engagera EDF.

Pour garantir la transparence et l'intelligibilité des débats, chaque utilisation d'information exprimée en euros doit faire l'objet d'une attention particulière, les enjeux d'actualisation et de prise en compte de l'inflation étant majeurs en raison de la durée d'un tel programme industriel. Ainsi, la Cour des comptes précise bien que le chiffrage de 67 milliards est exprimé en €2020, pour une construction *overnight* (c'est-à-dire le cout, théorique, d'une construction qui se ferait en une nuit) tandis que les propos relatifs à un chiffrage de 100 milliards sont exprimés en euros courants, et incluent les frais de financement. Ces deux montants ne peuvent donc pas être mis sur le même plan.

29. Sur quelle hypothèse de coûts alloués au programme de construction de six nouveaux EPR2 établirez-vous votre stratégie ? Si le programme EPR2 devait continuer de mettre en danger les finances d'EDF, seriez-vous prêt à envisager son abandon ? Quelle limite de coûts pour ce programme vous fixerez-vous ?

Comme indiqué précédemment, les hypothèses de coûts réactualisées seront transmises à l'État à la fin de cette année. Les grands principes du schéma de financement et de régulation du programme ont fait l'objet d'un examen par le Conseil de politique nucléaire le 17 mars, les discussions entre l'État et EDF à ce sujet sont en cours de finalisation.

Un enjeu de ces discussions était justement de définir un cadre de financement partagé entre EDF et l'Etat permettant au projet de se dérouler dans de bonnes conditions. La question théorique de l'abandon ne se pose pas me semble-t-il, le programme EPR2 est un enjeu clef pour la réussite de la transition énergétique, pour la compétitivité de notre économie, pour la robustesse de notre système électrique face à l'intermittence des ENR et pour la souveraineté française.

30. La France s'apprête à affronter un « mur énergétique » autour de 2030-2035. À peine débuté, le projet des EPR2 est déjà annoncé avec trois ans de retard, au mieux pour 2038, pour un coût déjà revu lourdement à la hausse. L'EPR de Flamanville a été relié au réseau avec douze ans de retard – et se trouve actuellement toujours à l'arrêt – pour un coût presque 6 fois plus élevé qu'initialement escompté. Ne pensez-vous pas qu'il est dangereux de faire reposer la stratégie énergétique du pays sur des modèles de réacteurs à la technologie non maîtrisée ? Quelles sécurités préconisez-vous pour faire face à un éventuel retard ou échec du programme EPR2 ou, plus généralement, à des difficultés comme celles liées à la corrosion sous contrainte sur le parc existant ?

L'analyse des différents scénarios compatibles avec l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à 2050 montre que la stratégie reposant sur la construction de nouveaux réacteurs nucléaires est celle représentant le moindre coût pour la collectivité et la moins exposée à des risques liés à des paris technologiques. L'étude "Futurs énergétiques 2050" de RTE publiée en 2022 le confirme : « L'étude conclut avec un bon niveau de confiance que les scénarios comprenant un parc nucléaire de 40 GW au moins (N2 et N03) peuvent conduire, à long terme, à des coûts plus bas pour la collectivité qu'un scénario 100 % renouvelable reposant sur de grands parcs. [...] Cet effet apparaît d'autant plus marqué quand le parc nucléaire est significatif ».

Le programme EPR2 répondra ainsi à un double besoin : d'une part le renouvellement progressif du parc nucléaire existant, pour les réacteurs qui arriveront en fin de vie après les différentes phases de prolongation, et d'autre part le besoin de répondre à l'augmentation de la demande électrique, l'utilisation d'énergies fossiles devant être remplacée par celle d'énergies décarbonées, en particulier d'électricité.

EDF et les entreprises de la filière nucléaire travaillant pour programme EPR2 tiennent pleinement compte de l'expérience opérationnelle accumulée lors de la conception et de la construction des 6 premiers réacteurs EPR (qu'ils soient aujourd'hui en service ou en construction en France, Finlande, Chine et Royaume-Uni), afin de ne pas rencontrer à nouveau les difficultés déjà éprouvées,

31. Aux États-Unis, plusieurs grosses entreprises ont annoncé investir ou travailler avec des acteurs privés du nucléaire. En France, l'entreprise Newcleo a l'ambition de développer un advanced modular reactor (AMR) à proximité de la centrale EDF de Chinon. Quel est votre regard sur l'irruption de nouveaux acteurs privés dans le secteur du nucléaire pour développer des AMR et des small modular reactors (SMR) ? Si vous êtes nommé à la tête d'EDF, quelle stratégie de développement comptez vous porter en la matière ?

L'innovation, et la concurrence par l'innovation, sont des dynamiques vertueuses pour faire émerger des technologies nouvelles contribuant à la décarbonation des économies. Il s'agit aussi d'un facteur d'attractivité pour les filières nucléaires. Face aux nombreuses initiatives publiques et privées portant sur différentes technologies de petits réacteurs en projet en France et dans le monde, EDF développe ainsi son propre projet de SMR, Nuward,

La priorité me semble devoir être de veiller à 3 points en particulier :

- d'une part, le travail collectif, associant les expertises nécessaires à la réussite d'un projet aussi innovant

- d'autre part, la qualification de la faisabilité de Nuward et du degré de risque technique

- enfin, l'anticipation très en amont des exigences du projet Nuward : l'accélération de la cadence de fabrication, la compétitivité du SMR Nuward et le marché futur.

32. La prolongation des réacteurs nucléaires existants est-elle envisageable, et si oui à quelles conditions ? Est-ce une priorité de votre stratégie ?

C'est presque toujours la solution qui est économiquement la plus rentable mais elle ne répond pas au nécessaire renouvellement des capacités. Il faut donc un équilibre entre la prolongation, sous le contrôle de l'autorité de sûreté, et la construction de nouveaux réacteurs.

Les réacteurs nucléaires en exploitation en France ont une durée de fonctionnement inférieure à 45 ans, et sont dans la moyenne d'âge des réacteurs exploités dans le monde. À l'international, de nombreux réacteurs nucléaires actuellement en exploitation ont été mis en service bien avant les réacteurs du parc français : en particulier, aux États-Unis des licences ont été renouvelées pour 79 réacteurs jusqu'à leurs 60 ans, et pour 9 réacteurs jusqu'à leurs 80 ans. La Nuclear Regulatory Commission étudie actuellement le

renouvellement de licence pour 4 autres réacteurs jusqu'à 60 ans, et pour 13 autres réacteurs jusqu'à 80 ans ; elle n'a jamais refusé de demande de renouvellement, ce qui montre qu'aucun point technique rédhibitoire n'a été identifié pour un fonctionnement jusqu'à 60 ans, voire 80 ans, de réacteurs de conception équivalente à celle du parc français.

Dans ce contexte, la poursuite en toute sûreté de l'exploitation jusqu'à 60 ans, et au-delà, du parc nucléaire français constitue un enjeu stratégique majeur. Des travaux ont d'ores et déjà été engagés avec l'ASNR sur ce sujet.

Plus largement, c'est aussi un moyen particulièrement efficace de conforter la sécurité d'approvisionnement du pays et de maintenir la compétitivité de l'électricité française.

33. La construction de nouveaux réacteurs, le maintien de ceux en fonctionnement à un niveau de sûreté inchangé et la nécessité d'investir massivement dans les énergies renouvelables vous semblent-ils être des objectifs conciliables pour l'entreprise ?

La stratégie adoptée par EDF en matière de production d'électricité repose sur la complémentarité entre l'exploitation du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, la construction de nouveaux réacteurs nucléaires, l'exploitation et le développement du parc hydroélectrique et le développement des énergies renouvelables. Cette stratégie s'inscrit dans le cadre des objectifs de la politique énergétique fixés par les pouvoirs publics.

34. Selon le rapport de l'Agence internationale de l'énergie atomique, les ressources mondiales en uranium s'élèveraient à 8 070 400 tonnes, permettant un peu plus de cent ans de consommation sur la base de la demande mondiale annuelle moyenne de 70 000 tonnes⁷. À la COP28, une vingtaine de pays dont la France se sont engagés pour un triplement de la capacité nucléaire installée d'ici à 2050. La demande mondiale serait alors de l'ordre de 180 000 tonnes⁸, réduisant à environ 50 ans les capacités de consommation. Six compagnies et quatre pays concentrent l'essentiel de la production d'uranium. Pensez-vous qu'un triplement de la capacité nucléaire est envisageable au regard de la disponibilité du combustible et du contexte géopolitique actuel ?

Le triplement des capacités nucléaires à l'horizon 2050 est l'objectif politique affiché depuis 2024, dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, par la plupart des gouvernements des pays utilisateurs de centrales électronucléaires. Cette cible a été reprise lors de la COP28 ou encore dans les travaux de la World Nuclear Association qui réunit la grande majorité des industriels et exploitants nucléaires mondiaux.

Les réserves prouvées ou accessibles d'uranium sont de 8 Mt, permettant d'assurer sans recyclage de la matière environ 130 années d'exploitation du parc actuel (60.000 t/an d'uranium naturel consommé).

En outre, les réacteurs supplémentaires qui seront construits d'ici 2050 bénéficieront d'un approvisionnement en uranium naturel sans difficulté pour leur durée de fonctionnement prévue, soit une période de 60 à 80 ans d'exploitation. En effet, en complément des

politiques de retraitement du combustible usé (MOX, Uranium de Retraitement Enrichi), qui permettent déjà de réduire la consommation d'uranium naturel, la Russie, la Chine et la France comptent progressivement fermer le cycle du combustible et donc consommer moins d'uranium naturel, libérant ainsi de la capacité pour les autres réacteurs du parc mondial.

Par ailleurs, de nouvelles explorations pourraient accroître encore les réserves disponibles d'uranium naturel.

35. La centrale nucléaire de Cruas-Meysses est la première centrale française à utiliser de l'uranium de retraitement enrichi comme crayons de combustible. Ce retraitement est réalisé dans le cadre d'un contrat conclu jusqu'en 2032 avec Tenex, filiale de Rosatom en Russie et seule usine au monde capable de réaliser cette opération⁹. Comment envisagez-vous l'avenir de ce contrat au regard de la situation géopolitique ?

EDF assure la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni. Il conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle.

Pour l'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235, EDF couvre ses besoins en services d'enrichissement auprès des grands enrichisseurs mondiaux tels qu'Orano (France), ou Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis).

La filière uranium de retraitement enrichi a été constituée dès les années 1990, afin de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé. Ce dernier constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. L'uranium de retraitement ne représente en aucun cas un déchet, au contraire, son usage présente de nombreux avantages :

- Il permet d'économiser jusqu'à 15% d'uranium naturel qui, joints au recyclage du plutonium via les combustibles MOX (10%), assurent au total une économie de 25% d'achat d'uranium naturel, rendant la France plus souveraine et moins sensible aux potentielles difficultés d'approvisionnement.
- Le recyclage diminue par ailleurs par 5 le volume des déchets haute activité vie longue, et par 10 l'activité qui sera stockée
- Le recours à l'uranium de retraitement réduit enfin le coût du combustible utilisé dans nos réacteurs.

La filière avait été suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. En 2018, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs concernés en 2018, avec en particulier des services de conversion de l'uranium (étape préalable nécessaire à l'enrichissement de l'uranium) opérés en Russie par TENEX, seul acteur qui était en capacité de réaliser cette activité. Le transfert d'uranium de retraitement a donc débuté en 2021, selon les termes du contrat, et un premier chargement d'assemblages est intervenu fin 2023.

Les sanctions internationales contre la Russie n'ayant pas impacté ces services, l'exécution de ces contrats ont été poursuivie au minimum nécessaire. Des projets sont en cours afin de disposer

d'autres solutions industrielles, en Europe de l'Ouest, pour assurer ce service de conversion de l'uranium de retraitement.

En cas d'interruption du contrat liant EDF à Rosatom et concernant la transformation de l'uranium de retraitement, EDF est instantanément capable de remplacer les assemblages combustibles à base d'URE par des assemblages combustible à base d'uranium naturel enrichi. Il n'y a donc aucun risque d'approvisionnement pour la centrale de Cruas, la seule à être approvisionnée avec de l'URE en 2025.

36. Le Gouvernement a retenu les hypothèses d'une France à + 4°C en 2100, soit à peu près au terme de la durée de vie des prochains réacteurs s'ils sont construits. Quelle stratégie d'adaptation du parc nucléaire prévoyez-vous pour faire face aux effets du changement climatique (refroidissement, risque de submersion, etc.) ?

EDF s'appuie sur de nombreuses expertises pour définir et réaliser les actions permettant de maintenir la résilience des centrales nucléaires face aux effets perceptibles du changement climatique. Une attention toute particulière est portée aux agressions naturelles extrêmes, dont l'intensité et la fréquence sont susceptibles d'augmenter avec le temps, mais aussi aux enjeux de ressources en eau, s'agissant à la fois de sa disponibilité quantitative et de la préservation de la qualité.

Tout d'abord, des analyses permettent de s'assurer que les projections climatiques retenues dans les modèles sont cohérentes avec les meilleurs modèles disponibles, et notamment avec les travaux du GIEC.

Les programmes de mesure et de surveillance des milieux aquatiques démontrent le très faible impact des rejets des centrales sur les fleuves et les rivières. En complément, des actions de recherche menées en partenariat avec des instituts français et européens (dont le CNRS et l'INRAE), ont permis de démontrer une influence très limitée et localisée.

De plus, un programme d'ingénierie et de recherche et développement, baptisé "ADAPT", a été lancé pour mieux comprendre l'intensité et les conséquences du réchauffement climatique lié à l'activité humaine, à en étudier les impacts sur l'habitabilité des territoires et à orienter les actions souhaitables à mener à l'échelle globale d'EDF. Ce programme a été présenté au collège de l'autorité de sûreté nucléaire.

Sur la base de ces expertises et de travaux complémentaires, des modifications et des améliorations sont intégrées lors de chaque réexamen périodique des réacteurs nucléaires, afin de maintenir leur résilience. En particulier, les cinquièmes réexamens périodiques des réacteurs de 900 MW puis des réacteurs de 1300 MW auront pour objet principal l'adaptation du parc nucléaire au dérèglement climatique, avec un focus sur les usages de l'eau au sein des centrales, non seulement pour les circuits de refroidissement mais également pour l'eau déminéralisée ou l'eau potable.

37. *Envisagez-vous de réinternaliser certaines fonctions sous-traitées (maintenance nucléaire notamment) ? Êtes-vous favorable à l'application du statut des industries électriques et gazières (IEG) pour les salariés des entreprises sous-traitantes d'EDF dans le secteur du nucléaire ?*

Des démarches de réinternalisation d'activités de maintenance ont été lancées ces dernières années dans les centrales nucléaires d'EDF, afin d'accroître les compétences internes, en particulier pour améliorer la gestion des temps d'arrêt des réacteurs nucléaires.

De son côté Framatome a mené plusieurs acquisitions et intégrations de sous-traitants ; récemment encore nous avons acquis avec TechnicAtome la société Segault, spécialisée dans la robinetterie nucléaire, ce qui permettra de préserver la souveraineté industrielle de notre pays.

La filière nucléaire française, organisée au sein du GIFEN, représente 220.000 salariés et plus de 2000 entreprises très compétentes, actives en France et à l'international. Ces entreprises ne travaillent pas toutes exclusivement pour le secteur nucléaire et leurs salariés relèvent des conventions collectives propres à leur activité spécifique.

38. *Récemment, EDF a annoncé envisager de confier durablement la gestion des données de maintenance de ses centrales nucléaires à Amazon Web Services. L'avenir du partenariat serait à ce jour incertain¹⁰. En ce qui vous concerne, envisagez-vous de confier le stockage à des opérateurs américains ? Vous engagez-vous à ce que ces données soient stockées en France ?*

EDF met en œuvre une politique interne très exigeante s'agissant du recours à l'informatique en nuage pour le traitement de ses données.

Les données d'EDF sont, ainsi, classées en fonction de leur sensibilité, au regard d'enjeux non seulement industriels mais qui relèvent aussi de la sûreté, de la sécurité et de la protection du patrimoine industriel et technologique de l'entreprise, ainsi que de préoccupations juridiques, notamment le risque tenant à l'application de lois extraterritoriales.

Le recours à l'informatique en cloud repose, en fonction du niveau de sensibilité des données, sur trois types d'hébergement et de traitement ; il peut s'agir d'infrastructures hébergées dans les datacenters d'EDF (cloud interne), de clouds de confiance conformes aux exigences SecNumCloud 3.21 ou, pour les données moins sensibles, de clouds publics sécurisés.

Concrètement, les données les plus sensibles voire critiques compte tenu des enjeux ci-dessus sont traitées au sein d'infrastructures numériques appartenant à l'entreprise. Ainsi, les systèmes informatiques sensibles ou critiques, tels que ceux qui contribuent au pilotage d'une centrale nucléaire et donc à sa sûreté (contrôle commande, surveillance de la salle des commandes, surveillance de la radioactivité, etc.) ne sont jamais connectés avec l'extérieur. Ils sont, à ce titre, totalement indépendants des systèmes informatiques dits « de gestion ».

En ce qui concerne la mise en place d'une solution de stockage en nuage de données pour le recensement des pièces de rechange visant à optimiser la maintenance prédictive des centrales nucléaires, EDF n'a pas conclu de marché ayant un tel objet.

Dans le cadre d'un marché conclu en 2021 avec l'entreprise SCC relatif à une solution de cloud (qui permet entre autres d'utiliser les services d'AWS), EDF a développé une solution portant sur le catalogue des pièces de rechange. Il s'agit d'héberger sur un cloud public sécurisé certaines données de recensement de pièces de rechange, avec l'objectif d'étudier la faisabilité d'un catalogue visant à faciliter la recherche de pièces dans les stocks, pour un besoin de maintenance déterminé. En pratique, l'application regroupe les références d'un nombre limité de pièces de rechange ainsi que leurs caractéristiques techniques, issues de la documentation des fournisseurs. Ainsi, pour les besoins de cette solution, seul un échantillon de données techniques, correspondant à des informations peu sensibles relatives à des pièces de rechange standards, a été fourni au prestataire pour tester l'interface. Aucun schéma d'ingénierie, ni d'architecture n'a été transmis, ni a fortiori n'a été stocké ou traité dans le cloud.

En complément, EDF a initié en 2024 une mise en concurrence relative à des solutions de cloud de confiance. AWS n'a pas répondu à cet appel d'offres.

E - Développement des énergies renouvelables

39. Vous êtes issu du secteur du nucléaire. Dans le cas où vous seriez nommé à la tête d'EDF, quels seraient vos objectifs en matière de développement des énergies renouvelables ? Quelles filières renouvelables vous semblent les plus prometteuses pour atteindre nos objectifs climatiques ? Quelles sont vos observations sur le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) concernant le développement de ces énergies ?

L'objectif de neutralité carbone, qui est poursuivi par la France, nécessite notamment d'accroître l'offre d'électricité décarbonée pour répondre à la demande attendue, grâce à un mix électrique diversifié, équilibré, et cohérent avec l'évolution effective de la demande. Ce mix doit reposer sur un socle de production pilotable, dense et décarboné, constitué essentiellement des parcs nucléaire et hydraulique ; il doit être complété par une augmentation des capacités d'énergies renouvelables et non-pilotables.

Depuis 20 ans, le remplacement des énergies fossiles par de l'électricité décarbonée ne connaît pas la dynamique attendue. Une des priorités devrait être l'électrification la plus complète possible des machines et des équipements qui consomment encore des énergies fossiles et émettrices de gaz à effet de serre, que ce soit l'essence, le fioul, le gaz ou le charbon.

Il revient aux pouvoirs publics d'assurer la cohérence entre d'une part le rythme de développement assigné à chaque filière de production, d'autre part la progression de la consommation d'électricité par les ménages et les entreprises. EDF, dans son cahier d'acteur, a indiqué qu'il serait souhaitable que les cibles de développement des capacités de production d'électricité soient fixées selon les besoins et réévaluées régulièrement, en fonction de l'évolution effectivement constatée de la demande d'électricité.

Je pense par ailleurs que la relance des investissements dans le parc hydroélectrique permettra (avec les STEPs) d'améliorer la capacité de stockage de la production d'électricité et donc la stabilité de l'ensemble.

40. Plusieurs études, notamment l'étude Futurs énergétiques 2050 de RTE, envisagent la possibilité d'un scénario de mix énergétique composé à 100 % d'EnR pour la France. Comment vous positionnez-vous par rapport à ce scénario ? En ferez-vous un axe de travail des équipes d'EDF ?

Dans cette étude, RTE conclue que les scénarios comprenant un parc nucléaire important « peuvent conduire, à long terme, à des coûts plus bas pour la collectivité qu'un scénario 100 % renouvelable », en raison des très importants besoins en flexibilités et en renforcement des réseaux qu'imposerait l'intégration de la production issue d'éoliennes ou de panneaux solaires.

En outre, les travaux menés par l'Agence internationale de l'énergie et par RTE ont bien montré que la mise en œuvre concrète de tout scénario à forte proportion d'ENR, a fortiori si cette proportion va jusqu'à 100 %, nécessiterait au préalable de relever des paris technologiques qui ne sont pas encore résolus aujourd'hui.

Ainsi, les scénarios diversifiés reposant à la fois sur le nucléaire et sur les ENR apparaissent moins chers et plus résilients que ceux reposant uniquement sur des ENR.

41. Quelles ambitions comptez-vous porter en matière de développement de l'éolien en mer, tant au large des côtes françaises qu'au niveau international ?

Aujourd'hui EDF est un acteur majeur de l'éolien en mer, qui s'est doté des moyens nécessaires au développement et à l'exploitation d'installations en France et à l'international, pour différentes technologies en fonction des contextes d'implantation (les éoliennes pouvant être soit posées sur le fond marin, soit flottantes).

La décision de lancer de nouveaux projets d'éoliennes maritimes revient à la puissance publique, conformément aux objectifs adoptés en matière de politique énergétique, et EDF est positionné pour poursuivre sa participation à ce secteur d'activité.

Le rythme de déploiement dépend avant tout du cadencement des appels d'offres et de leur durée d'instruction, mais aussi des délais imposés aux développeurs en raison des recours et des démarches administratives.

Il est également important pour EDF de garantir la bonne exécution des projets d'éolien en mer déjà attribués.

42. Le Gouvernement a modifié le cadre des appels d'offres de l'éolien en mer pour limiter le cumul des projets gagnés par un même candidat, en particulier EDF. Qu'en pensez-vous ?

Cette décision du gouvernement n'appelle pas de commentaire particulier.

43. *Le premier parc éolien en mer mis en service en France, à Saint-Nazaire, a été réalisé par EDF avec des éoliennes produites par General Electric. Cette entreprise est aujourd'hui en grande difficulté et risque de fermer ses sites en France. Quelle est votre position sur le rétrécissement de l'offre de sous-traitants au regard de l'avenir de cette filière et au regard de la capacité d'EDF à répondre à des appels d'offres avec du contenu local ?*

Les critères de sélection des projets relèvent des pouvoirs publics, notamment en matière de contenu local des projets. Comme toutes les entreprises qui participent aux appels d'offres, EDF sélectionne ses fournisseurs sur la base de l'ensemble de ces critères, en tenant compte de leur pondération respective qui est elle aussi fixée par les pouvoirs publics. Il me semble à ce titre que la prise en compte croissante des questions de souveraineté est une évolution qu'il faut saluer.

44. *La France n'a pas de véritable leadership sur l'hydrogène. Quelle stratégie prévoyez-vous à ce sujet ?*

L'hydrogène peut constituer une solution complémentaire à l'électrification, en particulier pour certains procédés industriels ou pour des utilisations ciblées de carburants fossiles difficiles à électrifier, notamment pour le transport maritime et aérien.

EDF contribue à la stratégie nationale hydrogène, notamment via sa filiale Hynamics, qui produit et distribue de l'hydrogène bas carbone issu de l'électrolyse de l'eau. Bien que ce secteur soit encore émergent, plusieurs dizaines de projets ont été réalisés ou sont en cours de développement dans les secteurs de la mobilité et de l'industrie : par exemple pour créer une filière française de e-carburants pour le transport aérien, ou encore pour produire des engrais et de l'ammoniac bas-carbone. J'y serai attentif.

45. *Au regard des besoins d'équilibrage du réseau électrique, plus particulièrement dans le contexte de développement attendu des EnR, quelle stratégie prévoyez-vous en termes de capacités de production pilotables ?*

Les besoins d'équilibrage du système électrique seront d'autant plus contenus que le parc de production sera constitué d'actifs pilotables, tels le nucléaire et une grande partie de l'hydroélectricité. Il convient donc de porter une grande attention au développement des autres moyens de production : un rythme de déploiement trop rapide de la production non-pilotable par rapport à l'évolution de la demande d'électricité conduirait à une augmentation encore accrue des besoins de flexibilité, avec des conséquences coûteuses pour la collectivité.

En tout état de cause, de nombreuses solutions complémentaires permettent d'apporter la flexibilité nécessaire au bon fonctionnement du système électrique :

- certaines concernent la demande d'électricité, notamment en incitant les ménages et les entreprises à décaler leurs consommations vers les périodes où l'offre

est abondante. À titre d'exemple, il est possible d'améliorer encore la programmation et le pilotage des recharges de véhicules électriques ;

- d'autres portent sur des moyens de production d'électricité : la priorité doit aller au maintien de la capacité de modulation du parc nucléaire et au développement de la flexibilité du parc hydroélectrique. En complément, une petite capacité de centrales thermiques reste utile, à condition de disposer des caractéristiques technico-économiques compatibles avec un fonctionnement limité à la pointe voire à l'extrême-pointe.

Cette liste n'est pas exhaustive, des leviers complémentaires reposant notamment sur l'utilisation des interconnexions avec les pays frontaliers, ou encore sur le développement et la transformation des réseaux de transport et de distribution d'électricité.

46. Le 24 septembre 2023, le Président de la République Emmanuel Macron avait promis la conversion à la biomasse d'ici 2027 des deux dernières centrales à charbon encore en activité, dont celle de Cordemais. Récemment votée, la loi sur la conversion des centrales au charbon vers des combustibles moins émetteurs en dioxyde de carbone prévoit qu'un plan de conversion soit fourni pour la centrale EDF de Cordemais avant le 31 décembre 2026. Quelle est votre position sur l'avenir de cette centrale, pour laquelle EDF avait annoncé l'abandon du projet de conversion à la biomasse à l'automne dernier ? Allez-vous renoncer à sa fermeture pour réexaminer la conversion de la centrale ?

Depuis 2015, plusieurs solutions ont été étudiées par EDF pour maintenir une activité industrielle sur le territoire de Cordemais, grâce notamment à la mobilisation des salariés. En particulier, le projet de conversion Ecocombust, consistant à fabriquer un combustible à base de déchets de bois alternatif au charbon, a fait l'objet de travaux et d'analyses poussées durant plusieurs années, par EDF seul, puis avec des partenaires industriels spécialisés (Suez puis Paprec). Après des études approfondies, ces partenaires ont décidé de ne pas donner suite, faute de modèle économique raisonnable. En septembre dernier, EDF a annoncé que les conditions technico-économiques pour réaliser ce projet n'étaient pas réunies.

Conformément à la loi du 14 avril 2025, EDF présentera son plan de conversion de Cordemais d'ici le 31 décembre 2026.

47. Lors de l'annonce de la fermeture de la centrale de Cordemais, EDF et le Gouvernement ont mis en avant un projet d'implantation d'une usine Framatome de préfabrication de tuyauteries nucléaires pour EPR2 comme une compensation industrielle pour le site. Confirmez-vous ce projet ?

Sous réserve de ce que pourrait être le plan de conversion demandé par la loi du 14 avril 2025, il me semble que ce projet est dans tous les cas doublement positif : il est positif pour le site de Cordemais et ses salariés, qui pourront déployer un projet industriel ambitieux et solide, il est positif pour Framatome en lui permettant de déployer sur un nouveau site français bien situé une activité clef pour accompagner la relance du nucléaire en France et en Europe.

48. *EDF Renouvelables ferme également l'usine iséroise de panneaux photovoltaïques Photowatt. Cette décision vous semble-t-elle justifiée ? Quelle politique pourriez-vous mener afin de relocaliser les filières industrielles nécessaires au déploiement des énergies renouvelables en France ?*

EDF détient Photowatt depuis 2012 lorsqu'elle avait fait l'acquisition alors que l'entreprise employant plus de 400 personnes était au bord du dépôt de bilan. Depuis, malgré les investissements pour moderniser (plus de 100 M€) l'outil de production, les différents repositionnements sur la chaîne de valeur et l'implication de l'ensemble des salariés, la société a cumulé les pertes au rythme moyen de 35 M€ par an. Au cours des 4 dernières années, plusieurs tentatives de constitution de partenariats ou de cessions de Photowatt n'ont pu aboutir faute de modèle économique viable pour ce type d'activité en Europe. Fort de ce constat, un processus de fermeture de la société a été engagé en début d'année 2025.

Dans ce cadre, un accord a été signé avec les représentants du personnel sur un dispositif à destination des 160 salariés actuellement en poste, proposant soit des reclassements au sein du Groupe EDF soit des mesures d'accompagnement et je veillerai à ce que ces engagements pris par EDF en matière de reclassement et d'accompagnement soient tenus.

De façon plus générale, il est important de défendre nos outils industriels français. Ainsi, Framatome et Arabelle Solutions relocalisent des activités en France.

Des équipes de développement des fournisseurs ont été mises en place par EDF et Framatome pour faciliter leur performance dans leurs contributions à la filière nucléaire. Ce type d'approche pourrait être étendu à d'autres filières de la décarbonation.

49. *La France dispose en métropole du plus important parc hydroélectrique de l'Union européenne, dont la production s'est élevée, d'après les données de RTE, à 75,1 térawattheures (TWh) en 2024, soit presque 14 % de la production totale d'électricité. Ce parc est principalement constitué de près de 340 ouvrages exploités sous le régime de la concession de service public. La Commission européenne veut que les concessions hydroélectriques françaises soient remises en concurrence à leur échéance, ce que la France refuse. Comment abordez-vous l'obligation de mise en concurrence des barrages hydroélectriques ?*

50. *Le placement du parc hydraulique sous le régime de la « quasi-régie » permettrait d'échapper à la mise en concurrence des concessions hydroélectriques, sans que les possibilités d'optimisation ne soient fortement impactées. En effet, EDF réalise déjà de l'optimisation avec d'autres acteurs, notamment pour ses réacteurs nucléaires situés le long du Rhône avec la Compagnie nationale du Rhône. Quel est votre avis sur ce régime ? Lui préféreriez-vous un mécanisme d'accès régulé à l'électricité hydraulique historique « AREHH », sur le modèle de l'ARENH, pour satisfaire la Commission européenne et les concurrents d'EDF ?*

L'hydroélectricité occupe une place primordiale dans le système électrique français et constitue une source d'énergie bas carbone et pilotable ; il me semble urgent de trouver une solution permettant de relancer les investissements. EDF a proposé de recourir à un régime de l'autorisation qui serait capable à la fois de permettre les nouveaux investissements pour améliorer les capacités de production et de flexibilité des installations, et d'éviter les risques

de désoptimisation du fonctionnement du parc de production. Ce régime juridique est compatible avec le cadre européen, il est d'ailleurs répandu en Europe pour la gestion des actifs hydroélectriques. Dans tous les cas, ouvrir à la concurrence les ouvrages hydroélectriques n'est pas souhaitable.

Une mission d'information a été lancée sur ce sujet au sein de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, je comprends qu'elle remettra bientôt ses conclusions : j'y serai particulièrement attentif.