

**Réponses du Conseil d'administration d'EDF aux questions écrites
des actionnaires posées en vue de l'Assemblée Générale Mixte du 16 mai 2019**

EDF a reçu 54 questions écrites de 3 associations d'actionnaires et de 2 actionnaires individuels. Conformément à la loi, et en particulier à l'article L. 225-108 du Code de commerce, le texte intégral des questions écrites reçues et des réponses apportées par le Conseil d'administration ont été mis en ligne sur le site.

Question d'EAS (EDF Actionnariat Salarié)

Question 1° : à propos de la construction du réacteur EPR Flamanville 3

Le 11 avril 2019, le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires s'est prononcé sur les exigences d'exclusion de rupture et les défauts non détectés lors des contrôles de fin de fabrication des tuyauteries de vapeur principales du réacteur EPR de Flamanville. Cet avis exclut le maintien de ces soudures en l'état, à moins que l'on apporte « des modifications au réacteur permettant de prendre en compte de telles ruptures dans sa démonstration de sûreté ». L'Autorité de Sûreté suivra cette position dans un avis qui est attendu. La dernière information officielle d'EDF en date du 21 janvier 2019 confirmait, alors que ces défauts avaient été présentés à l'ASN le 3 décembre 2018, le calendrier du chargement du combustible au dernier trimestre 2019, et le coût de construction pour EDF de 10,9 milliards. Cinq mois après la présentation de ces défauts, la réparation est aujourd'hui conçue, planifiée et son coût est estimé. Les salariés actionnaires adhérents d'EDF actionnariat salarié posent donc aux administrateurs la question suivante :

« Quel est le nouveau calendrier probable de chargement du combustible de Flamanville 3 et quel est le coût prévisionnel de la construction pour EDF au franchissement de cette étape ? »

Cette question est également à rapprocher de plusieurs questions de Greenpeace France ci-dessous.

Concernant l'EPR de Flamanville

Le groupe permanent d'experts sur les écarts affectant les soudures des tuyauteries principales d'évacuation de la vapeur du réacteur EPR de Flamanville a récemment considéré qu'EDF devait les réparer. L'ASN doit rendre son avis prochainement.

Question 2° : Avez-vous déjà engagé les actions préalables à la réparation (notamment la commande de pièces) telles que demandées par l'ASN?

Question 3° : Pouvez-vous d'ores et déjà communiquer le coût prévisionnel de la reprise de ces soudures ?

Question 4° : Quels seraient les nouveaux délais de mise en service de l'EPR?

Question 5° : Quel serait le nouveau coût complet prévisionnel du MWh produit par l'EPR de Flamanville?

Question 6° : Quelles seraient les conséquences financières et opérationnelles sur le chantier de Hinkley Point?

Réponse du Conseil d'administration (questions 1 à 6)

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 11 avril 2019, EDF a pris connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries principales d'évacuation de la vapeur en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

Les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le GP ESPN pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction.

EDF poursuit ses échanges avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) qui se prononcera dans quelques semaines sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

Un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville sera effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Question d'EAS (EDF Actionnariat Salarié)

Question 7°/ : à propos du dividende

« Alors que la santé financière de l'entreprise est incertaine et que l'endettement pèse sur les investissements futurs avant même que la transition énergétique ait été amorcée, comment les administrateurs justifient-ils le maintien d'un free cash-flow négatif après distribution du dividende, obligeant ainsi l'entreprise à s'endetter pour payer celui-ci ? »

Réponse du Conseil d'administration

La situation financière de l'entreprise est en nette amélioration à fin 2018, en raison du rebond marqué de la performance opérationnelle et des résultats obtenus sur les différents leviers du Plan de performance défini en avril 2016. La réduction cumulée des charges opérationnelles de près de 1 milliard d'euros depuis 2015, la réduction de 2,1 milliards d'euros du besoin en fonds de roulement depuis 2015 et l'achèvement du plan de cessions de 10 milliards d'euros à fin 2018 ont ainsi permis de stabiliser l'endettement. En parallèle de ces efforts menés par le Groupe, les actionnaires ont contribué à renforcer le bilan, en particulier par l'augmentation de capital de 4 milliards d'euros réalisée en 2017 et la perception du dividende en titres à hauteur d'environ 4,1 milliards d'euros au titre des exercices 2015 à 2017). Dans ce contexte, le conseil a décidé de proposer de rémunérer le capital apporté par les actionnaires en proposant un dividende raisonnable, tout en poursuivant la politique d'investissement ambitieuse du Groupe au service de la transition énergétique, créatrice de valeur à long terme. L'option offerte d'un paiement du dividende en actions constitue par ailleurs une flexibilité que chaque actionnaire peut choisir de mettre en œuvre, comme l'Etat en a d'ailleurs pris l'engagement pour ce qui le concerne s'agissant du solde du dividende 2018 et des dividendes relatifs aux exercices 2019 et 2020.

Question 8°/ : à propos de l'affectio societatis

Le Président directeur général déclarait au Sénat le 2 mai 2019 souhaiter « que la production d'électricité nucléaire, qui est le fruit d'une volonté politique ayant engagé toute la Nation sur cinq décennies, puisse continuer à bénéficier réellement aux Français, qui en sont les propriétaires indirects à travers l'entreprise publique EDF, qu'ils soient ou non clients d'EDF ».

Cette intention préserve l'entreprise intégrée, seule en mesure de créer de la valeur pour ses parties prenantes. Elle ne satisfait ni les concurrents, ni les influenceurs (conseils, banques) qui interviennent aujourd'hui au profit de ceux-ci pour élaborer la décision publique. Ils proposent en effet le modèle Regulated Access Base. Efficace dans le monde anglo-saxon, ce modèle serait opportunément débarrassé dans notre pays de l'appareil politique et juridique qui, outre Manche, protège les investisseurs et les consommateurs.

Le parc nucléaire deviendra alors une sorte de fournisseur de biens banals, comme s'il s'agissait de voitures de location ou bien de céréales en gros, soumis aux aléas du climat, de la demande, et de la recherche de profits financiers éloignés de l'intérêt général.

Les salariés actionnaires adhérents d'EDF actionnariat salarié s'inquiètent de ces perspectives dangereuses. Aussi ils posent cette question aux administrateurs dans la perspective de la présente assemblée générale :

« Dans le triple contexte de la PPE, des influences qui soutiennent le modèle économique Regulated Access Base et de l'Offre Réservée aux Salariés, comment les administrateurs envisagent de maintenir l'affectio societatis des salariés, des actionnaires et des consommateurs, et quelles dispositions concrètes envisagent t'ils d'adopter à cette fin ? »

Réponse du Conseil d'administration

Le Président de la République a déclaré fin novembre 2018 dans la Stratégie Française pour l'Energie et le Climat que « le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du parc nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas ».

EDF souhaite que cette nouvelle régulation voulue par les pouvoirs publics préserve les intérêts de l'entreprise tout en protégeant les consommateurs.

Question 9° : à propos du projet Hercule

Les actionnaires salariés adhérents de l'association EDF Actionnariat Salarié apprennent par le journal Le Parisien (édition du 15 avril) que le Comité de la stratégie se réunit le 28 mai 2019 afin d'étudier l'opération dénommé « Hercule » : autant dire que le calendrier du gouvernement est imminent.

L'État envisage de reprendre 100 % du capital de l'entreprise EDF SA, puis de remettre en bourse le nouveau périmètre d'EDF, composé des énergies renouvelables, des réseaux de distribution (ENEDIS) et des services. Cette opération considérable invite de nouveaux investisseurs à soutenir l'activité et le développement d'EDF SA, notamment des entreprises chinoises. Elle modifie en profondeur l'actionnariat de l'entreprise, son organisation et ses missions.

Aussi, les salariés actionnaires s'étonnent que de telles informations ne soient pas mises à la disposition du public. Ils adressent donc, aux administrateurs d'EDF SA, dans l'urgence, un rappel à leur devoir et une mise en garde de précaution avant que se tienne la présente Assemblée Générale Ordinaire puis les prochaines réunions du Conseil :

« La modification profonde de la capitalisation et de l'organisation d'EDF SA est imminente, les administrateurs sont donc appelés à s'acquitter de leurs diligences en respectant

scrupuleusement les droits des actionnaires minoritaires. Il leur est rappelé que, puisqu'il s'agit de mettre en œuvre une décision de l'État français qui est l'actionnaire majoritaire directement intéressé à la recette qui résultera de la mise sur le marché d'une partie conséquente des filiales, et notamment d'ENEDIS, la prévention des conflits d'intérêts exclut de façon catégorique que des administrateurs représentant l'État prennent part aux délibérations et au vote. »

Réponse du Conseil d'administration

Le 27 novembre 2018, pour mettre pleinement en œuvre les orientations définies par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), le Gouvernement a demandé à la direction d'EDF de proposer les évolutions du groupe qui permettent de faire face aux défis auxquels l'entreprise est confrontée dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et les réseaux. Les propositions d'évolution devront impérativement préserver l'intégrité du groupe et permettre de dédier les moyens et financements adéquats pour chaque activité.

La société a commencé à travailler pour répondre à cette demande du gouvernement et remettra ses propositions dans le cadre du plan stratégique élaboré à la suite de la publication de la PPE.

En tout état de cause, les règles de bonne gouvernance et, notamment, de gestion des conflits d'intérêts seront respectées.

Question d'Alain Richard, actionnaire individuel

Question 10' : à propos du paiement du dividende en actions

Le paiement du dividende en actions, c'est très bien pour se renforcer au fil de l'eau, sans frais de bourse.

Pourriez-vous arrondir à l'unité supérieure ?

Réponse du Conseil d'administration

Conformément à l'article 25 des statuts d'EDF « Modalités de paiement des distributions », lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou si l'assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, avec paiement de la différence en numéraire par l'actionnaire.

La résolution présentée à l'Assemblée générale du 16 mai 2019 ne prévoit pas que les actionnaires reçoivent le nombre d'actions immédiatement supérieur.

Questions d'Energie en Actions (Association des actionnaires salariés et anciens salariés du groupe EDF)

Question 11' : Projet de restructuration du Groupe

Le projet de réorganisation du Groupe, dont la presse s'est fait l'écho, consistant sous un holding à une séparation en deux entités, regroupant, d'une part les activités nucléaires qui seraient détenues à 100% par l'Etat, d'autre part les autres activités (ENR, distribution, services,...), permettra-elle d'améliorer la valeur du Groupe EDF ? Ne faut-il pas craindre que la Commission Européenne impose des contreparties coûteuses ? Dans ce contexte, de quelle façon les intérêts des actionnaires minoritaires qui ont accepté d'investir dans le groupe EDF seront-ils protégés contre une perte de valeur ?

Réponse du Conseil d'administration

L'Etat a demandé au Groupe de présenter des propositions sur l'organisation optimale de ses actifs, d'ici la fin de l'année. Cette réflexion s'inscrit en cohérence avec le projet de PPE présenté par le gouvernement et vise à renforcer la capacité d'investissement du Groupe au service de la transition énergétique, tout en maintenant l'intégrité du Groupe. En tout état de cause, les intérêts industriels du Groupe, de même que les intérêts des actionnaires minoritaires, mais aussi des créanciers du Groupe, devront être protégés dans le cadre de toute évolution éventuelle de l'organisation du Groupe, et l'ensemble du conseil d'administration y veillera.

Question 12°/ : Fessenheim

En 2017 un projet de convention d'indemnisation de l'Entreprise par l'État du fait de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim a été acté par le Conseil d'Administration. Quelles sont les raisons pour lesquelles cette convention n'a toujours pas été officiellement signée entre les deux parties, alors que la fermeture a été confirmée en tout état de cause par l'État (été 2020) ? Est-il toujours prévu que l'Entreprise soit indemnisée ? Quelles initiatives EDF compte-t-elle prendre afin que ses intérêts patrimoniaux ne soient pas lésés du fait d'une décision unilatérale de l'actionnaire majoritaire ?

Réponse du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 6 avril 2017 avait pris acte de la fermeture irréversible et inéluctable de Fessenheim et autorisé son Président à signer le protocole au plus tard à la date d'envoi par EDF de la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter de Fessenheim, celle-ci devant elle-même être adressée dans les six mois précédant la mise en service de Flamanville 3 , et sous réserve de la réunion de certaines conditions.

La demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter de Fessenheim n'a pas été adressée et le protocole n'a pas été signé. Entre temps et compte tenu de l'évolution du contexte lié en partie à la publication par le ministère de la Transition écologique et solidaire du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 certaines dispositions du projet de protocole ont été adaptées. Constatant que ce projet de protocole modifié visait bien à préserver les intérêts d'EDF et son droit à indemnisation dans le respect de l'équilibre négocié initialement, par délibération en date du 4 avril 2019, le Conseil d'administration d'EDF a autorisé la conclusion du protocole modifié et a donné tous les pouvoirs à son Président pour le signer.

EDF s'organise pour prolonger jusqu'à fin février 2020 l'exploitation de Fessenheim 1 et jusqu'à l'été 2020 l'exploitation de Fessenheim 2.

Question 13°/ : Emprunts hybrides

Les emprunts hybrides contractés par l'Entreprise (10,1 Mds €) représentent un coût important pour EDF en raison d'une charge d'intérêt significativement plus élevée que pour le reste de la dette. Une première opération de refinancement est intervenue en 2018 afin d'alléger en partie le coût de ces emprunts. Qu'est-il envisagé dans un proche avenir pour alléger la charge des emprunts hybrides (refinancement, transformation en emprunts classiques), alors que les taux d'intérêts restent pour l'instant à des niveaux historiquement bas ?

Réponse du Conseil d'administration

Dans le contexte de la notation actuelle du Groupe EDF par les agences de notation, ces instruments jouent un rôle de soutien de notre qualité de crédit. Les émissions de titres subordonnés en 2013 et 2014 ont permis au Groupe EDF de financer des investissements de long terme en limitant l'impact sur ses ratios de crédit. Le refinancement d'une partie de ces hybrides en 2018 s'inscrit dans une gestion dynamique par EDF de son stock d'obligations hybrides en maintenant le même quantum d'hybrides (allongement de la maturité des dates de call et réduction du coût) confirmant ainsi le financement par des titres hybrides comme une composante de la structure du capital d'EDF.

Question 14' : Financement Plan Solaire et Plan Stockage

EDF a annoncé en 2018 le lancement d'un Plan solaire ainsi qu'un Plan stockage en France.

Quel en seront les impacts sur les prévisions d'investissements propres de l'Entreprise ? Quelle est la rentabilité financière estimée de ces deux plans ?

Réponse du Conseil d'administration

Le Plan Solaire représente un besoin total de financement d'environ 25 milliards d'euros sur la période 2020-2035. C'est un investissement important et conforme à ses engagements financiers. Comme pour les projets EnR développés actuellement par EDF Renouvelables partout dans le monde, le modèle de financement s'appuiera sur des partenaires financiers (banques, investisseurs...) pour limiter la part portée en propre par le Groupe EDF, estimée à environ 3 milliards d'euros sur la période.

La rentabilité financière est en ligne avec les standards de marché pour des projets PV en France.

S'agissant du Plan Stockage, l'ambition du Groupe EDF dans le stockage d'électricité est de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage d'électricité dans le monde (pas uniquement en France) d'ici 2035.

Parmi ces développements, 6 GW supposeront des besoins de financement, estimés à 8 milliards d'euros d'ici 2035. Les autres développements seront réalisés via des ventes d'installations à des clients finaux et ne nécessiteront pas d'investissements de développements.

Concernant les 6 GW, la part de fonds propres investie par EDF sera bien inférieure à ce montant : comme pour les projets ENR, EDF constituera des sociétés de projet avec des partenaires industriels et/ou financiers.

L'ensemble des projets d'ores et déjà engagés satisfont les critères d'investissements du Groupe, notamment en termes de rentabilité exigée pour ce type de projets.

Question 15' : Politique ENR

Quels axes stratégiques poursuit EDF en matière d'ENR (solaire, éolien,..) au plan international (parts de marché, rentabilité, filières, zones géographiques,...) ?

Réponse du Conseil d'administration

Le Groupe EDF est un acteur majeur de l'éolien, du solaire et du stockage à l'échelle mondiale, avec plus de 14 GW de capacités brutes installées et une présence dans une vingtaine de pays (dont 12,9 GW pour EDF Renouvelables) et en particulier en France, comme en témoignent les récentes acquisitions (Futuren en 2017 et Luxel en mars 2019).

EDF Renouvelables a développé un savoir-faire reconnu dans la préparation des grands appels d'offres internationaux, fondé sur une excellence industrielle et opérationnelle, avec de nombreux succès obtenus en Amérique du Nord, au Moyen-Orient, en Asie et en Amérique du Sud.

Au cours de l'année 2018 le développement international de l'activité d'EDF Renouvelables s'est poursuivi à un rythme soutenu. EDF Renouvelables a mis en service 1,6 GW de nouvelles capacités (dont 1,5 GW à l'international) et mis en construction 2,1 GW. Par ailleurs EDF Renouvelables a remporté 4 GW de nouveaux projets à des appels d'offres à travers le monde. Enfin l'année 2018 a aussi été marquée par l'accélération majeure du développement dans l'éolien maritime à l'international, avec l'acquisition du projet NNG au Royaume-Uni (450 MW) et la reprise du bail d'Atlantic Shores, au large du New-Jersey aux Etats-Unis.

EDF Renouvelables, a engagé une stratégie de rééquilibrage de sa croissance entre technologies solaire, éolien terrestre et maritime. Pour la première fois en 2018 le solaire a représenté plus de la moitié des mises en services, conformément à cette stratégie.

Par ailleurs EDF Renouvelables a engagé une stratégie de rééquilibrage géographique : les mises en construction prévues sont réparties équitablement entre trois zones de développement : Amérique du Nord, pays émergents, et Europe, singulièrement la France, avec le plan solaire et l'éolien maritime.

En termes de rentabilité, les développements d'EDF Renouvelables répondent aux critères d'investissement définis par le Groupe EDF.

Question 16°/ : Mise en concurrence des concessions hydrauliques

Face aux injonctions de la commission Européenne concernant la mise en concurrence des concessions hydrauliques, comment EDF se prépare-t-elle ? Quelle serait éventuellement sa position en cas de non-rentabilité de certaines concessions mises en concurrence ?

Réponse du Conseil d'administration

Si l'Etat Français décide de mettre en concurrence l'attribution des concessions hydrauliques françaises, EDF se positionnera bien entendu sur chacun des titres et fera la meilleure offre pour gagner. EDF dispose de beaucoup d'atouts pour ce faire et s'est bien entendu préparée à cette mise en concurrence. Comme pour tous nos engagements, ces offres devront respecter les critères de rentabilité du Groupe.

Sur les concessions structurellement non rentables qui seraient mises en concurrence, la loi a, par ailleurs, prévu la possibilité d'un complément de rémunération au même titre que pour les autres énergies renouvelables mais la question de la viabilité des concessions structurellement non rentables se pose. EDF a attiré l'attention de l'Etat sur ce point.

Question 17°/ : Arenh

L'année dernière, suite à une question des actionnaires sur l'ARENH, le Conseil d'Administration a répondu qu'EDF espérait une évolution de ce système. A plusieurs reprises, la Direction de l'entreprise a pris la parole pour mettre en évidence que ce dispositif asymétrique faisait

bénéficier les concurrents d'une rente injustifiée. Face à la nécessité généralement admise de revoir ce dispositif, quelle est la proposition du Groupe EDF actuellement sur ce sujet ?

Réponse du Conseil d'administration

L'ARENH porte lourdement préjudice à EDF et affecte sa capacité à investir pour répondre aux ambitions de la transition énergétique nationale. Une remise en cause en profondeur du dispositif est nécessaire.

Le gouvernement a exprimé son intention, à l'occasion de la présentation de la Stratégie française pour l'énergie et le climat en novembre dernier, de définir un nouveau cadre de régulation du parc nucléaire existant qui permette à la fois de « garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché » et de donner « la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans les scénarios de prix bas ». EDF souhaite qu'un tel dispositif symétrique et équitable soit mis en œuvre rapidement.

Question 18% : Rapport de la Cour des Comptes

Dans son rapport publié en Février 2019 la Cour des Comptes critique la politique salariale d'EDF. Elle appelle la Direction de l'Entreprise à "rénover rapidement et en profondeur son système de rémunération". Quelle réponse l'Entreprise compte-t-elle apporter suite à ce rapport ?

Réponse du Conseil d'administration

Comme la Cour le reconnaît dans son rapport, l'entreprise a déjà engagé plusieurs évolutions notables dans le pilotage de sa masse salariale.

D'abord par la maîtrise de ses effectifs pilotés de manière plus prospective et plus rigoureuse depuis quelques années. Le nombre de recrutements a été ralenti pour privilégier les redéploiements de salariés des secteurs en décroissance ou la mobilité interne au groupe.

Par ailleurs, la rémunération fixe a connu selon les termes mêmes de la Cour, une « nouvelle inflexion », depuis 2017, accélérant la discipline sur le niveau de dépenses.

Ensuite, l'entreprise a engagé depuis 2015 une évolution, partant d'une situation où l'évolution de la rémunération annuelle était peu corrélée la situation de l'entreprise, pour viser une meilleure prise en compte dans les éléments de rémunération fixe et variable (par exemple l'intéressement) de la performance financière de l'entreprise. Ce que la Cour nous encourage à poursuivre, et qui se concrétise en 2019 par une corrélation renforcée entre les évolutions de l'ensemble des rémunérations variables et la performance nationale et locale des équipes.

Enfin, la Cour appelle à une réforme plus globale du cadre statutaire des IEG qui ne correspondrait plus aux enjeux de l'entreprise. Il est à noter qu'une telle demande, faisant suite notamment à des observations antérieures de la Cour, avait été soumise aux pouvoirs publics par les employeurs de la branche, il y a quelques années, sans suite.

Cependant nous avons récemment, avec l'ensemble des employeurs de la branche et les fédérations syndicales, engagé des concertations sur plusieurs grands chantiers de modernisation du statut des IEG :

- o accompagnement de la réforme des retraites,
- o refonte du système de classification-rémunération,

- o emploi-mobilité, articulation entre règlement,
- o accord de branche et accord d'entreprise.

Ces discussions progressent de manière constructive, et il est à noter qu'elles auront le cas échéant à être validées par décret pour entrer en application.

Question 19 /: Actionnariat salarié

Energie en actions a posé, à l'AG du 15 mai 2018, la question de l'offre réservée aux salariés devant intervenir à la suite de l'augmentation de capital de 2017. Energie en actions se félicite qu'une ORS ai enfin été lancée, dans la cadre du Plan d'Epargne Groupe.

Dans le cadre de la défense des intérêts de l'ensemble des actionnaires salariés, nous souhaiterions savoir si les parts issues de la formule ORS Classique 2019, pourront bénéficier pleinement, à l'issue de la durée réglementaire, et sans impact sur les parts existantes du FCPE Action, du dividende majoré ?

Réponse du Conseil d'administration

Les actions détenues par le FCPE sont éligibles à la prime de fidélité donnant droit à un dividende majoré de 10% après deux années civiles de détention en continu. Toutefois du fait de la limite de 0,5% du capital par actionnaire (le FCPE Actions EDF étant considéré comme un actionnaire unique et détenant actuellement de l'ordre de 1% du capital), seules 50% des actions, actuellement détenues par le FCPE, peuvent bénéficier du paiement de ce dividende majoré.

En conséquence, les actions de la formule ORS Classique 2019 seront éligibles au dividende majoré à l'issue de la période réglementaire dans les limites statutaire et légale.

Question de l'ADAS (Association de Défense des Actionnaires Salariés)

Question 20° :

Alors que jusqu'à quatorze fermetures anticipées de réacteurs sont envisagées par le projet de décret PPE, nous rappelons que la question de principe de droit à indemnisation a été longuement débattue lors de l'examen par le parlement de la LTECV. Après recours auprès du Conseil Constitutionnel, celui-ci avait validé la loi sous réserve que soit reconnu un droit à indemnisation des actionnaires d'EDF, dès lors que la fermeture anticipée de Fessenheim corrélative à la mise en production de celle de Flamanville résulterait d'une obligation juridique résultant du plafonnement de la capacité installée prévue par la loi.

Rappelons la réponse du conseil à une question d'actionnaires lors de l'AG 2017:

Question 4°/ Indemnité au titre du projet de fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim.

« ACTION FESSENHEIM, des Actionnaires Minoritaires d'EDF, constitué par le regroupement de représentants d'actionnaires individuels et des 3 associations d'actionnaires salariés et anciens salariés du groupe EDF (dont Energie en actions), vous a adressé début décembre 2016 un courrier : - vous informant de la détermination pour faire en sorte que les intérêts des actionnaires minoritaires ne soient pas lésés dans le cadre de la conclusion d'un accord d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de Fessenheim, - vous demandant : - que

soient communiqués les éléments de calcul conduisant à l'évaluation d'environ 400M€ proposée par l'Etat ; - une expertise indépendante destinée, dans la transparence, à fournir une évaluation du préjudice fondée sur des données économiques et financières objectives. N'ayant pas reçu de réponse à ce courrier, et compte tenu de l'impact de cette indemnité sur la valorisation du Groupe (via la valeur de ses centrales nucléaires), nous vous renouvelons ces 2 demandes et souhaitons que la réponse donnée par le Conseil d'Administration soit exposée au cours de l'AG du 18 mai. »

Réponse du Conseil d'administration :

« Le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a autorisé la conclusion par EDF du protocole transactionnel entre EDF et l'Etat dans le cadre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim. Cette autorisation a été confirmée par le Conseil le 6 avril. Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, une indemnisation destinée à compenser le préjudice résultant de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, décomposée en plusieurs parts : - une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après l'exploitation. Cette part estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 correspond aux dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe INB et de « post-exploitation » ; - une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. La fixation des chefs de préjudice ouvrant droit à indemnisation, les conditions de cette indemnisation ainsi que son évaluation ont été établies conformément aux principes définis par le régime juridique de la responsabilité sans faute de l'Etat du fait des lois, et le protocole a été négocié par EDF au mieux de son intérêt social. Le Groupe de travail des administrateurs indépendants, qui a donné au Conseil un avis sur le projet de protocole, s'était fait assister d'experts économique et juridique. »

A noter que la commissaire du gouvernement présente lors de cette AG n'y a émis ni réserve ni observation.

Il est intéressant d'observer que les représentants de l'Etat habilités à négocier ce protocole ont admis que la centrale de Fessenheim pourrait produire jusqu'à 2041, donc soixante ans, ce qui constitue une quasi jurisprudence pour les indemnisations analogues et à venir.

A ce jour la convention réglementée correspondante n'a pas été communiquée aux actionnaires sans explication pertinente.

Dans ce contexte l'affirmation contenue dans le projet de décret PPE, « Le gouvernement considère que les fermetures sont cohérentes avec la stratégie industrielle d'EDF qui amortit comptablement les réacteurs de 900GW sur une durée de 50 ans et ne donne donc pas lieu à indemnisation. » serait une très curieuse interprétation du droit des affaires. Dans ce même texte le ministère affirme :

« Le nucléaire existant permet de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix du marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc historique. »

« Pour répondre à la demande d'électricité en France comme en Europe, l'investissement dans la prolongation de l'exploitation des réacteurs est moins coûteux que l'investissement dans de nouvelles capacités..... Ce scénario est le plus avantageux au plan économique pour les Français. »

Voilà une formulation très claire de la rentabilité prévisible pour les Français, et donc pour EDF des prolongations de l'exploitation des réacteurs existants.

En France, pays de droit, toute entreprise a droit à exploiter ses investissements quand ils répondent aux règles de sécurité. Dès lors lorsqu'une décision concernant la possibilité de prolonger pour dix ans delà de 50 ans un réacteur se prépare, EDF est parfaitement habilitée à saisir l'ASN autorité indépendante et, si celle-ci donne son accord au programme de la révision, peut prendre une décision d'entreprendre en tenant compte principalement de son intérêt qui dépend de la prévision de l'écart à venir pour les dix années suivantes entre le prix moyen de marché et son coût cash. L'argument selon lequel un capital amorti dans les comptes d'un propriétaire permettrait une quasi expropriation gratuite ne tient pas. Les propriétaires d'usines anciennes et de bâtiments amortis mais bien entretenus sont toujours indemnisés en fonction de la valeur économique de leur bien.

Nous demandons donc au Conseil d'Administration de bien vouloir nous informer des initiatives qu'il a pris afin de protéger les intérêts de l'entreprise EDF, et donc de tous ses actionnaires face à la perspective d'obligation des fermetures anticipées de nos réacteurs.

Réponse du Conseil d'administration

EDF a indiqué lors du débat public consacré à la PPE, en particulier par son cahier d'acteur publié en mai 2018, qu'elle n'envisageait pas de viser une fermeture de toutes les tranches à l'échéance des 60 ans car des fermetures trop concentrées dans le même temps seraient difficiles à gérer sur un plan économique, industriel, social et pour les territoires concernés, ainsi que pour le système électrique. EDF projette des arrêts répartis entre les échéances des cinquièmes et sixièmes visites décennales, ce qui conduirait à des premiers arrêts en 2029.

Le projet de PPE envisage des premiers arrêts en 2027 sous certaines conditions, qui pourraient amener EDF à demander une indemnisation en temps voulu au titre de la défense de son intérêt social.

Questions écrites de Greenpeace France

Concernant la gestion des matières et déchets radioactifs

La filière nucléaire française a fait le choix d'entreposer les combustibles usés en vue d'une réutilisation éventuelle dans les réacteurs de 4ème génération (Réacteur à Neutrons Rapides). La plupart des pays nucléarisés ont choisi, pour leur part, de traiter ces combustibles usés comme des déchets.

Ces deux scénarios ont des implications très différentes, notamment sur l'évaluation des charges de gestion afférentes.

Dans votre "lettre d'actualisation 2018 du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires", vous prenez en compte "un scénario prudent d'entreposage de longue durée puis de stockage direct" pour les combustibles usés MOX et Superphénix et le combustible usé à l'uranium de retraitement enrichi, destinés à être réutilisés dans les réacteurs de 4ème génération.

Question 21°/ : Pouvez-vous détailler les coûts prévus d'entreposage, de transport et de stockage concernant ces combustibles usés (MOX, Superphénix et Uranium de Retraitement Enrichi)?

Question 22°/ : La part des provisions pour gestion concernant le transport et l'entreposage des combustibles usés MOX, URE et Superphénix est-elle couverte à 100% par des actifs dédiés ?

Question 23°/ : Si le scénario d'un recyclage de ces combustibles usés devait être abandonné ou si la DGEC décidait de les requalifier en déchets nucléaires, quelle option de stockage avez-vous envisagée ?

Question 24°/ : Dans le cas où ces combustibles usés devraient être stockés à CIGEO, le centre n'étant pas dimensionné pour les recevoir, quels seraient les coûts supplémentaires envisagés pour l'adapter à ce nouvel inventaire?

Réponse du Conseil d'administration (questions 21 à 24)

Il est utile de rappeler que le montant des provisions nucléaires au titre d'EDF SA, qui relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006, est de 39,8 milliards d'euros au 31 décembre 2018 (voir note 29.1 « Provisions nucléaires en France » des états financiers consolidés au 31 décembre 2018 intégrés dans le document de référence d'EDF pour l'année 2018), dont 18,5 milliards d'euros au titre de la déconstruction et des derniers cœurs et 21,3 milliards d'euros au titre de l'aval du cycle.

L'ensemble des coûts de gestion des combustibles usés est donc provisionné. Les coûts de transport et d'entreposage correspondent à la « provision pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation » et les coûts de stockage sont inclus dans la « provision pour gestion long terme des déchets » (voir note 45.4 « Situation couverture des obligations nucléaires de long terme » des états financiers consolidés au 31 décembre 2018). Il en est notamment ainsi des coûts de gestion des combustibles usés de types MOX, URE et Superphénix, comprenant leur entreposage, leur transport vers l'installation Cigeo après la phase d'entreposage, puis leur stockage dans Cigeo.

En effet, si la stratégie industrielle de l'entreprise est, à terme, de recycler ces combustibles dans des futurs réacteurs de 4^{ème} génération, il n'en demeure pas moins que, dans l'attente du développement industriel de ces réacteurs, le coût d'un stockage dans Cigeo, sans recyclage, est pour l'instant, de façon prudente, retenu pour la constitution des provisions.

La provision correspondante est couverte à 100% par des actifs dédiés. Le stockage dans Cigeo est basé sur une étude particulière réalisée par l'Andra et communiquée à EDF par la DGEC pour permettre à l'entreprise d'établir les provisions correspondantes. Il s'agit d'un coût supplémentaire au coût de Cigeo correspondant à l'inventaire de référence et fixé par la ministre de l'énergie dans l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de haute et moyenne activité à vie longue.

Concernant le retraitement des combustibles usés et la filière de réacteurs de 4^{ème} génération

“Stocker directement les combustibles usés ne coûterait pas plus cher que de les retraiter, fabriquer le MOX et stocker les seuls autres déchets”, observait l'Assemblée nationale dans un rapport de François Brottes (PS) et Denis Baupin (EELV) daté de juin 2014.

Question 25°/ : Ce constat de 2014 est-il toujours exact ?

Question 26°/ : Combien coûte actuellement le retraitement des combustibles usés?

Question 27/ : Combien coûtent les opérations de fabrication du combustible MOX chaque année ?

Question 28/ : Les rebuts MOX, issus de la fabrication du combustible, sont-ils la propriété d'EDF ?

Question 29/ : Le cas échéant, pour quel tonnage, avec quelle perspective de gestion et à quel coût ?

Question 30/ : Combien coûte la fabrication du combustible nucléaire UOX chaque année (coût de maintenance de l'installation de fabrication de Romans sur Isère inclus) ?

Réponse du Conseil d'administration (questions 25 à 30)

La France a opté pour le « cycle fermé », c'est-à-dire le recyclage des matières qui sont le plutonium et l'uranium dans ses réacteurs. Ce choix a été reconfirmé en 2018 par les pouvoirs publics dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Ainsi, la France et la filière nucléaire s'inscrivent dans un développement durable en réduisant l'extraction de ressources naturelles et les quantités de déchets générés. Ce choix participe enfin aux objectifs de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

Les rebuts issus de la fabrication actuelle des MOX ne sont pas la propriété d'EDF qui ne supporte donc aucune charge future pour la gestion de ces rebuts.

Le retraitement des combustibles usés ainsi que les opérations de fabrication du combustible MOX font l'objet de contrats entre Orano et EDF (voir section 1.4.1.1.47 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » du document de référence 2018 d'EDF).

Aujourd'hui, environ 32000 tonnes d'URT sont entreposées à Pierrelatte. EDF a annoncé sa volonté de reprendre les opérations de recyclage en 2023.

Question 31 / : Dans quelle installation cet URT sera converti ?

Question 32/ : Prévoyez-vous la construction d'une usine de conversion en France ?

Question 33/ : L'URT sera-t-il enrichi à George Besse ou à l'étranger ?

Réponse du Conseil d'administration (questions 31 à 33)

L'URT sera converti par Tenex dans son usine de Severs et sera enrichi à l'étranger par Tenex et Urenco. Il n'est pas prévu de construction d'une usine de conversion en France.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie envisage de modifier les paliers 1300MW pour pouvoir y charger du combustible MOX. Les réacteurs concernés devraient donc être modifiés en conséquence.

Question 34/ : Quelle serait la nature de ces modifications ?

Question 35/ : Quel en serait le coût ?

Question 36/ : Quel serait le temps de mise à l'arrêt des réacteurs nécessaire à la réalisation de ces modifications ?

Une nouvelle installation de fabrication de MOX dédiée aux réacteurs de 1300MW devrait alors être envisagée.

Question 37°/ Quel en serait le coût?

Réponse du Conseil d'administration (questions 34 à 37)

Notre stratégie, en cohérence avec la décision de conforter le cycle du mono-recyclage dans le Projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), est effectivement le déploiement à horizon 2030 de l'utilisation du combustible MOX sur le palier 1300 MWe.

En conséquence, l'outil industriel fera l'objet de nouvelles études de sûreté, non encore réalisées à date et qui devront ensuite être approuvées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Il est donc prématuré de se prononcer à ce stade sur les modifications requises des installations, ainsi que sur les impacts associés sur les durées d'arrêt. Enfin ce combustible sera fabriqué à l'usine MELOX d'Orano, comme le combustible MOX actuel pour le palier 900 MWe.

Après le désengagement du Japon, la baisse des budgets affectés au futur réacteur nucléaire de 4e génération Astrid pose la question de la poursuite de ce projet.

Question 38°/ : En cas d'arrêt définitif de la filière de réacteurs à neutrons rapides GEN4, l'uranium appauvri et l'uranium de retraitement, actuellement sous la responsabilité d'Orano, seront-ils de nouveau comptabilisés par EDF?

Question 39°/ : Le cas échéant, à combien évaluez-vous le coût de gestion de ces matières/déchets?

Les provisions pour derniers cœurs ne sont couvertes qu'à 20% par des actifs dédiés

Question 40°/ : Pourriez-vous en expliquer la raison ?

Réponse du Conseil d'administration (questions 38 à 40)

EDF n'est pas propriétaire de stock d'uranium appauvri et ne porte donc pas d'engagement en termes de charges associées.

Pour ce qui est de l'uranium de retraitement, les charges afférentes sont comptabilisées par EDF. Par ailleurs, la reprise envisagée de la filière de retraitement assurera la valorisation de l'uranium de retraitement dans les réacteurs à eau pressurisée, indépendamment de la construction future ou pas de réacteurs à neutrons rapides.

La provision « derniers cœurs » couvre les charges, qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur.

Seule la part aval correspondant au coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage est soumise à actifs dédiés. La part amont comprend le coût de la perte correspondante à la valeur d'achat du combustible. Cette perte n'a pas à être couverte par des actifs dédiés, car elle ne correspond pas à des charges futures.

Concernant le développement des capacités d'entreposage

Le risque de saturation, à l'horizon 2030 au plus tard, des capacités d'entreposage du combustible usé dans les piscines des réacteurs d'EDF et des usines de retraitement de La Hague a conduit EDF à engager un projet de piscine d'entreposage centralisé du combustible usé, dont le dossier d'options de sûreté est en cours d'examen.

Question 41°: *EDF a-t-elle déjà réalisé un premier chiffrage du coût prévisionnel de ce projet ?*

Question 42°: *A quelle échéance cet investissement est-il envisagé ?*

Dans l'attente de la mise en service de ces nouvelles capacités d'entreposage, tout aléa de fonctionnement entraînant une baisse du volume de combustible retraité à La Hague conduirait à une accélération de la saturation des piscines actuellement disponibles. Cette situation obligerait EDF à interrompre durablement la production d'un certain nombre de réacteurs.

Question 43°: *Quelle précaution EDF intègre-t-elle vis-à-vis de ce risque ?*

Réponse du Conseil d'administration (questions 41 à 43)

La future piscine d'entreposage centralisé des combustibles usés répond à un besoin à l'horizon 2030. Le point sera traité à l'occasion du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR).

4 - Concernant le Grand Carénage et la mise aux normes des réacteurs

Question 44°: *Avez-vous évalué le coût de renforcement des piscines d'entreposage du combustible usé? Le cas échéant, quel est-il ?*

Question 45°: *Quel est le coût final de l'ensemble des installations de diesels d'ultime secours ?*

Question 46°: *Envisagez-vous de réaliser une étude d'impact environnemental dans le cadre des VD4 ?*

Question 47°: *Au vu des nombreux sujets de non-conformité génériques ou spécifiques par réacteur qui ont émergé ces dernières années, il est probable qu'une réévaluation de ce volet du grand carénage et de son coût soit nécessaire. EDF a-t-elle déjà procédé à cette réévaluation ?*

Réponse du Conseil d'administration (questions 44 à 47)

Concernant les piscines d'entreposage de combustible présentes sur les centrales, EDF a tiré le retour d'expérience de la centrale de Fukushima et a décidé notamment de renforcer :

- le refroidissement de l'eau contenue dans la piscine,
- la capacité à apporter de l'eau à la piscine,
- la robustesse des sources électriques alimentant les matériels utiles pour le refroidissement du combustible usé,
- les sécurités destinées à éviter toute vidange accidentelle de la piscine.

Le projet 'mise en place de diesels d'ultime secours se déroule dans le cadre du grand carénage, dont le coût global figure dans le document de référence 2018 d'EDF (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques).

Concernant les VD4, EDF respecte le cadre réglementaire des réexamens périodiques qui lui impose de répondre aux objectifs de conformité d'un volet dit « inconvénients » portant sur les impacts potentiels sur les personnes et l'environnement dans le cadre du fonctionnement normal des centrales.

Les écarts de conformité sont traités dans le cadre d'opérations de maintenance correctives ponctuelles ou intégrées dans le programme du grand carénage, dont le coût global figure dans le document de référence 2018 d'EDF (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques).

5 - Concernant le démantèlement des UNGG.

EDF a annoncé un changement de stratégie, portant sur une modification technique du procédé de déconstruction des empilements graphite, et conduisant à un report important des échéances de démantèlement. L'ASN ne semble pas avoir statué sur ce changement de stratégie, qui constitue pour une partie au moins des réacteurs concernés, une modification des termes des décrets de mise à l'arrêt et de démantèlement (MAD-DEM).

Question 48°/ : Quelle stratégie EDF retient-elle aujourd'hui pour le calcul des provisions correspondantes ?

Question 49°/ : Quelle est la différence sur le montant des provisions entre les deux stratégies ?

Réponse du Conseil d'administration (questions 48 et 49)

Le scénario industriel de démantèlement des centrales définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux réacteurs UNGG, conforme à la stratégie de déconstruction présentée à l'ASN est à jour (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires » du document de référence 2018 d'EDF).

6 - Concernant la fermeture de Fessenheim

Dans le cadre de la fermeture prévue en 2020 de la centrale de Fessenheim, un décret de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement doit être pris.

Question 50°/ : La demande de mise à l'arrêt définitif a-t-elle été envoyée?

Question 51°/ : Quelles sont les indemnités prévues ?

Question 52°/ : Quelle est l'estimation actuelle du coût des opérations de démantèlement? Cette estimation coïncide-t-elle avec le coût prévisionnel générique retenu par EDF pour le calcul des provisions?

Réponse du Conseil d'administration (questions 50 à 52)

La demande de mise à l'arrêt définitif n'a pas encore été adressée par EDF. Conformément aux dispositions du code de l'environnement, elle sera adressée le moment venu par EDF au Ministre chargé de la sûreté nucléaire ainsi qu'à l'Autorité de sûreté nucléaire.

Le projet de protocole adopté par le conseil d'administration le 4 avril 2019 prévoit une indemnisation au titre du coût de l'anticipation des dépenses postérieures à la fermeture, ainsi qu'une indemnisation au titre du manque à gagner éventuel sur la période d'anticipation de la fermeture.

Le projet de démantèlement de la centrale de Fessenheim est en cours d'avant-projet détaillé. Le montant de la provision retenue par l'entreprise pour le démantèlement du parc de réacteurs actuellement en fonctionnement est adéquat, et figure dans le document de référence 2018 d'EDF (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »).

8 - Concernant la réorganisation d'EDF

Plus de 10 milliards d'euros d'obligations arrivent à échéance entre 2019 et 2021, période au cours de laquelle le groupe EDF devrait être réorganisé.

Question 53 : Pendant cette période d'incertitude et au vu de la situation financière du groupe, envisagez-vous d'émettre de nouvelles obligations pour rembourser celles qui arrivent à échéance?

La réorganisation annoncée d'EDF pose de nombreuses questions sur la manière dont sera répartie la dette d'EDF.

Question 54 : Quel scénario envisagez-vous pour rassurer les porteurs d'obligations actuels?

Réponse du Conseil d'administration (questions 53 et 54)

Le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et également pour faire face à tout événement exceptionnel.

La capacité du Groupe à lever un nouvel endettement, à refinancer son endettement existant ou plus généralement à lever des fonds sur les marchés financiers, et les conditions pouvant être obtenues pour ce faire, dépendent de nombreux facteurs, dont la notation des entités du Groupe par des agences de notation. Standard and Poor's a récemment relevé sa perspective sur EDF à "stable" au lieu de "négative". Ce changement de perspective conforte le groupe EDF dans sa capacité à éventuellement lever des fonds sur les marchés financiers pour rembourser les obligations arrivant à échéance. Cette option sera à étudier en fonction du contexte sur les marchés financiers et du niveau de liquidité du Groupe.