

Réponses du Conseil d'administration d'EDF aux questions écrites des actionnaires posées en vue de l'Assemblée Générale Mixte du 15 mai 2018

EDF a reçu 42 questions écrites de 2 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.

- **Questions de l'ADAS (Association de défense des actionnaires salariés des groupes EDF et Engie)**

Question 1% : Monsieur le Président à propos du projet HINKLEY POINT, le contrat prévoit un prix garanti du MWh mais y a-t-il un volume de vente annuel garanti ?

Réponse du Conseil d'administration

Il n'existe pas de garantie expresse de volume dans le CfD. En revanche, le contrat bénéficie de protections contre le risque d'effacement en cas de modification réglementaire du fonctionnement du marché.

Actuellement, si les centrales sont écrêtées par l'opérateur de réseau, la structure du marché de l'électricité britannique (« balancing mechanism ») fournit une compensation adéquate pour chaque centrale. Si les règles actuelles de fonctionnement du marché devaient être radicalement modifiées et que le mécanisme de compensation actuel disparaissait ou n'était plus satisfaisant, HPC bénéficierait d'une protection spécifique du CfD contre l'écrêtement. HPC serait compensé en fonction de ses ventes à terme et non de sa production réelle qui aurait été réduite par le gestionnaire de réseau.

Question 2% : Monsieur le Président à propos du projet HINKLEY POINT, le brexit peut-il avoir une influence sur les termes du contrat ?

Réponse du Conseil d'administration

Le CfD est un contrat de droit privé, juridiquement contraignant, ce qui signifie que le Gouvernement britannique ne peut en modifier aucun élément de façon unilatérale. Ce contrat ne sera pas modifié du fait de la sortie de la Grande Bretagne de l'Union Européenne.

En outre, en vertu de l'accord signé entre les investisseurs et le Gouvernement britannique, le Groupe EDF et ses partenaires pourraient être indemnisés par le Gouvernement britannique si celui-ci arrête la centrale HPC pour des raisons politiques.

Question 3% : Monsieur le Président qu'elle est la stratégie d'EDF vis-à-vis de la loi NOME et des modalités de l'ARENH. ?

Réponse du Conseil d'administration

Le caractère optionnel du dispositif actuel permet aux fournisseurs alternatifs de choisir les conditions les plus favorables entre le recours à l'ARENH et un approvisionnement aux conditions du marché de gros. Ceci empêche EDF de bénéficier des prix de marché au-dessus de l'ARENH et conduit EDF à constater une valorisation de la production du parc nucléaire existant en moyenne inférieure au prix de l'ARENH. EDF souhaite qu'il soit mis fin à cette asymétrie.

La CRE dans son rapport sur l'ARENH du 18 janvier 2018 fait le même constat et appelle de ses vœux l'organisation d'une concertation avec les acteurs afin de réviser le dispositif. Elle suggère également d'étaler les guichets ARENH sur une période d'environ un an en amont de la période de livraison. La Cour des comptes, dans son rapport de septembre 2017 fait une recommandation similaire. EDF espère que cette évolution de la réglementation, dans un sens qui apparaît partagé, pourra être mise en oeuvre très rapidement.

- **Questions écrites d'Energie en Actions pour l'Assemblée Générale EDF 15 mai 2018 (Association des actionnaires salariés et anciens salariés du groupe EDF)**

Question 4/ : Conventions réglementées et indemnité Fessenheim : 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 nucléaire de Fessenheim, et cette autorisation a été confirmée par le Conseil le 6 avril. Ce protocole relève normalement d'une convention règlementée devant être approuvée par l'Assemblée Générale des actionnaires, après examen par les Commissaires aux comptes. Les actionnaires minoritaires, qui avaient, l'année dernière, notamment demandé, une communication des éléments de calcul conduisant à l'évaluation du montant de l'indemnisation proposée par l'Etat, s'attendaient à ce que l'approbation de cette convention figure à l'ordre du jour de cette Assemblée Générale. Pourriez-vous nous expliquer pourquoi ce n'est pas le cas ? Si ce protocole n'a pas été encore formellement signé, quelle est la raison ? Même si Energie en actions considère insuffisant le montant retenu l'année dernière de l'indemnisation, quelle garantie a l'Entreprise d'être réellement indemnisée, en absence d'une signature de ce protocole par l'Etat ?

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 2017.

Ce protocole, qui prévoit une indemnisation d'EDF destinée à compenser le préjudice résultant de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, n'a pas encore été signé par les parties concernées, ce qui explique qu'il ne soit pas soumis cette année à l'approbation des actionnaires au titre de la procédure des conventions réglementées.

Question 5/ : EPR Flamanville : Monsieur le Président, alors que vous avez mis en place un suivi renforcé de l'avancement du chantier de construction de l'EPR à Flamanville, comment expliquez-vous les défauts de contrôle qualité sur des soudures du circuit secondaire, récemment constatés ?

Réponse du Conseil d'administration

Comme annoncé dans son communiqué de presse du 10 avril 2018, EDF a détecté des écarts dans la réalisation des contrôles de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville. Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

Or, à l'occasion de la visite complète initiale, EDF a constaté que certaines soudures présentaient des écarts de qualité, remettant en cause les contrôles réalisés par le groupement d'entreprises. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation.

Suite aux écarts de qualité détectés, EDF a décidé de procéder à des contrôles contradictoires sur les 150 soudures concernées du circuit secondaire principal afin d'identifier précisément celles qui présentent des écarts de qualité. EDF a également lancé une expertise pour analyser les causes et la

nature de ces écarts. Cette expertise permettra de définir les actions correctives et les modalités industrielles à proposer à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) pour garantir les exigences de sûreté attendues. L'ensemble des contrôles et cette expertise s'achèveront fin mai.

Question 6/ : Paiement du dividende : Au regard de la situation de free cash-flow encore négatif, ne conviendrait-il pas de continuer, à l'avenir, de proposer l'option de paiement du dividende (acompte et solde) en actions nouvelles, pour les actionnaires prêts à soutenir l'entreprise ?

Réponse du Conseil d'administration

La résolution 4 soumise au vote de l'Assemblée générale du 15 mai 2018 a pour objet de déléguer au Conseil d'administration la faculté d'autoriser le paiement en actions des acomptes sur dividende qui seraient distribués au titre de l'exercice 2018. Il appartiendra au Conseil d'administration de se prononcer sur cette option le moment venu.

Question 7/ : Rentabilité de nouveaux investissements : L'entreprise a récemment annoncé 2 programmes ambitieux Plan solaire et Plan stockage à l'horizon 2035. Quelle est la rentabilité prévue de ces investissements, et comment le Groupe pense-t-il pouvoir trouver des partenaires prêts à participer ?

Réponse du Conseil d'administration

Le Plan Solaire EDF vise le développement de 30 GW supplémentaires d'énergie solaire en France entre 2020 et 2035.

Le groupe s'engagera dans les projets solaires et stockage les uns après les autres dès lors que les critères de création de valeur (notamment rentabilité supérieure au coût moyen pondéré du capital) seront respectés. Dans l'ensemble des projets que nous construisons dans le monde les partenaires que nous sélectionnons partagent nos analyses et nos objectifs de création de valeur.

Question 8/ : PPE : EDF est-elle confortable avec les prévisions de RTE qui prévoit au mieux une stabilisation de la puissance électrique dans ses scénarios pour la PPE ?

Réponse du Conseil d'administration

Les prévisions de RTE n'engagent pas EDF, qui considère que les tendances récentes de stabilisation de la consommation d'électricité en France ne peuvent pas être extrapolées. Au vu des objectifs européens et français en matière de climat, qui vont se traduire par des consommations additionnelles d'électricité dans les logements et les transports, au détriment des combustibles fossiles, et au vu de la croissance économique et démographique, ne considérer aucun scénario de long terme avec une augmentation de la consommation nationale d'électricité prive les pouvoirs publics d'autres scénarii pertinents en matière de sécurité d'approvisionnement. EDF a attiré l'attention de l'Etat sur ce risque.

Question 9/ : Surcoûts des hybrides : La rémunération des emprunts hybrides a représenté 565 M€ en 2017, imputée sur les fonds propres, représentant un surcoût évalué à 267 M€ par rapport aux emprunts classiques (écart de taux moyen de coupon). Ne conviendrait-il pas que l'entreprise engage au plus vite des négociations, avec les détenteurs de ces emprunts, afin de réduire ce surcoût ?

Réponse du Conseil d'administration

Les émissions hybrides sont des instruments pérennes dont les caractéristiques sont adaptées au financement de grands projets aux cycles de construction longs. Elles sont donc adaptées à la structure financière du Groupe. Elles sont comptabilisées en fonds propres conformément aux normes IFRS et reconnues comme telles à 50 % par les agences de notation.

Question 10/ : ORS : Dans un contexte où la plupart des grands groupes font très régulièrement des opérations d'actionariat salarié, la dernière opération à EDF remonte à dix ans ! Pourtant il est reconnu que l'actionariat salarié est un puissant levier d'adhésion et de mobilisation au service des objectifs et de la performance de l'Entreprise. Le Ministre de l'Économie vient à cet égard de fixer l'objectif à terme de 10% du capital des entreprises détenu par les actionnaires salariés. Quelles initiatives concrètes compte prendre la Direction d'EDF face à la dilution régulière constatée de l'actionariat salarié dans la part du capital (1,2% aujourd'hui contre 2,4% en 2009) ? Qu'en est-il d'une nouvelle ORS prévue, à la suite de l'augmentation du capital de 2017 ? Selon quel calendrier ? Selon quelles modalités ? Pourquoi les résolutions proposées à cette AG limitent-elles le bénéfice d'éventuelles ORS aux seuls adhérents d'un plan d'épargne entreprise ?

Réponse du Conseil d'administration

L'actionariat salarié est une force pour EDF, qui se réjouit de la volonté politique du gouvernement de le promouvoir de manière générale et en particulier dans les sociétés à participation publique.

L'Offre Réservee aux Salariés qui doit faire suite à l'augmentation de capital aura bien lieu mais son calendrier n'est pas arrêté. Il doit être discuté avec l'Etat actionnaire qui décidera, en liaison avec l'entreprise, la date à laquelle il réalisera la cession des titres qu'EDF proposera ensuite à ses salariés.

Les résolutions soumises à l'Assemblée générale permettent de faire bénéficier de ce dispositif l'ensemble des personnes éligibles.

- **Question de Madame Florence Dehaye, Actionnaire individuel**

CONCERNANT LES COÛTS DU GRAND CARENAGE

EDF explique avoir optimisé les coûts du Grand Carénage et réduit la facture de 55 à 45 milliards d'euros, à horizon 2025.

Question 11/ : Pourriez-vous être plus précis sur la manière dont le groupe est parvenu à une telle réduction ?

Question 12/ : Quels sont les postes de travaux concernés ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 11

Cette révision des coûts du programme Grand Carénage a été obtenue pour l'essentiel grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues et des stratégies de remplacements de composants, et à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel, ce qui a permis le report de certaines dépenses. Cette démarche a été facilitée par la création d'une entité distincte « Grand carénage », qui a organisé le lotissement du programme en projets, et a mis en œuvre des procédures de pilotage permettant de prendre en compte au mieux les aspects industriels

et financiers de chaque projet (contenu des activités, délais de réalisation, qualité, trajectoire financière, suivi de l'avancement physique et financier...).

Réponse 12

Toutes les catégories d'investissements ont été concernées par ces efforts permanents d'optimisation du programme Grand Carénage : les visites décennales et le déploiement du retour d'expérience de Fukushima, les remplacements de générateurs de vapeur et de gros composants, les autres projets d'ingénierie et la maintenance courante.

La chute d'un générateur de vapeur, lors d'une opération de maintenance en 2016 à Paluel, a prolongé l'arrêt du réacteur 2. La dernière date annoncée pour son redémarrage est prévue en juin 2018 soit un arrêt global de 3 ans.

Question 13/ : A combien estimez-vous le coût total des travaux de grand carénage du réacteur 2 de Paluel?

Réponse du Conseil d'administration

Le coût du grand carénage est de 45 Mds€₂₀₁₃ soit une moyenne de 800 M€ par réacteur.

CONCERNANT LA RENTABILITE DU NUCLEAIRE EXISTANT

Régulièrement, la direction d'EDF explique que le coût cash du nucléaire se situe autour de 32 euros du MWh.

Question 14/ : A combien évaluez-vous le coût courant économique du nucléaire en 2017 ?

Réponse du Conseil d'administration

Les dépenses à engager pour la prolongation de la durée de vie des centrales de 40 à 50 ans sont, dans toutes les hypothèses de l'entreprise, inférieures au coût d'arrêt d'exploitation des réacteurs, d'où la décision du Conseil d'administration de prolonger l'exploitation des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim).

Question 15/ : Quel est le prix de vente minimum du MWh nucléaire permettant d'assurer la rentabilité du groupe ?

Question 16/ : Quel est le prix de vente minimum du MWh nucléaire permettant d'assurer le financement des investissements prévus (grand carénage, plan CAP2020, plan solaire, plan stockage, développement du nouveau nucléaire, etc.) sans recours à l'emprunt ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 15

Le prix de vente des kWh produits par le parc nucléaire doit permettre dans la durée de couvrir les coûts liés à l'exploitation du parc (Opex et Capex), les coûts liés aux engagements passés et futurs, et une juste rémunération des capitaux mis à disposition. La valeur dépend notamment aussi des hypothèses de volumes produits ou à produire.

Réponse 16

Le plan solaire, le plan de stockage et le développement du nouveau nucléaire doivent trouver leur propre équilibre économique. Le financement de ces investissements est assuré par les marges dégagées par l'activité de l'entreprise.

En décembre 2017, le calcul permettant de déterminer le taux d'actualisation plafond réglementaire a été modifié. EDF a jusqu'à 2026 pour intégrer cette nouvelle règle à 100%.

Sans cet aménagement, et d'après votre analyse de sensibilité (cf p.30 de l'annexe à la présentation des résultats 2017), la baisse de taux correspondante aurait dû entraîner une augmentation des provisions pour démantèlement et gestion des déchets de plus de €10 milliards en 2017 (dont environ €8,50 milliards pour les provisions couvertes par les actifs dédiés).

Question 17/ : Comment envisagez-vous de faire face à ces nouvelles charges ?

Réponse du Conseil d'administration

La formule de calcul du plafond réglementaire de taux d'actualisation a été modifiée par arrêté du 29 décembre 2017. Le plafond était jusqu'alors calculé sur la base d'une moyenne 10 ans des taux des OAT, puis à partir de fin 2017 sur la base d'une moyenne pondérée entre le plafond à fin 2016 d'une part (4,3%) et une moyenne sur 4 ans des taux des OAT d'autre part. Le poids de cette moyenne 4 ans était de 10% à fin 2017 et doit croître linéairement jusqu'à 100% à fin 2026. Appliquer cette moyenne 4 ans à 100% dès fin 2017 n'aurait pas de sens car la formule du plafond a pour objectif de lisser les évolutions dans le temps, lesquelles dépendront en outre de l'évolution des taux d'intérêt.

Le plafond est ainsi supérieur à 4,1% à fin 2017 et il devrait être supérieur à 3,9% à fin 2018, comme cela a été annoncé par EDF dès février 2017. Les impacts correspondants ont été pris en compte dans les perspectives financières d'EDF annoncées au marché.

CONCERNANT LA RENTABILITE DU NOUVEAU NUCLEAIRE

Le coût des 2 réacteurs, qui doivent être construits à Hinkley Point C, a dernièrement été revu à la hausse (+£1,6 mds).

Ces EPR sont construits sur la base du prototype de Flamanville 3 qui a connu de nombreux retards et surcoûts (plus de €7 milliards de surcoûts par rapport au budget prévisionnel et au moins 7 ans de retard).

Question 18 : Pourriez-vous apporter plus de précisions sur les raisons des dépassements constatés à Hinkley Point et rassurer vos actionnaires sur la tenue du calendrier et du nouveau coût prévu ?

Réponse du Conseil d'administration

Comme indiqué au chapitre 1.4.5.1.2.5 du document de référence 2017, la revue des coûts et du calendrier du projet HPC, entreprise après la décision finale d'investissement de septembre 2016 par EDF en interaction avec les équipes de la société de projet (NNB), présente les conclusions suivantes :

- les coûts à terminaison du projet sont estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015¹, soit une hausse de 1,5 milliard en livres sterling 2015 par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation suppose la réussite de plans d'actions opérationnels, notamment ceux menés en collaboration avec les fournisseurs. Les coûts additionnels estimés² s'expliquent principalement par une meilleure compréhension de la conception adaptée aux exigences du régulateur britannique, par le séquençage et la quantité de travail sur site, ainsi que par la mise en œuvre progressive des contrats avec les fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) d'EDF est désormais estimé à environ 8,5 %³, au lieu des 9 %⁴ initialement prévus ;
- le risque de retard de livraison est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2. Ce risque entraînerait une potentielle hausse des coûts d'environ 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TRI d'EDF s'établirait à environ 8,2 % (3).

En ce qui concerne le calendrier global, les équipes en charge du projet sont totalement mobilisées et mettent en œuvre les plans d'actions pour respecter l'objectif de livraison de la tranche 1 fin 2025.

Le groupe chinois CGN, partenaire d'EDF à 33.5%, se serait contractuellement prémuni contre tous dépassements de coûts. Le dépassement de £1.6mds annoncé l'été dernier se trouverait donc intégralement supporté par EDF.

Question 19 : Pouvez-vous le confirmer ?

Réponse du Conseil d'administration

Le document de référence 2017 précise également que les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme plafonné et encadré de compensation partielle de certains surcoûts; ces accords sont protégés par une clause de confidentialité.

CONCERNANT UNE RESTRUCTURATION DU GROUPE

A plusieurs reprises, la presse et les analystes financiers ont évoqué une possible restructuration ou "scission" des activités d'EDF. Jean-Bernard Levy a clairement exprimé, lors d'une audition à l'assemblée nationale le 11 avril dernier, que ce scénario ne lui avait pas été soumis.

Question 20 / : Quel regard portez-vous sur une telle opération?

Question 21 / : Plus largement, comment envisagez-vous l'avenir et l'indépendance d'EDF?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 20

La politique et l'organisation d'EDF s'inscrivent dans la politique énergétique du pays, décidée par le Gouvernement, à laquelle EDF contribue activement. L'entreprise n'a pas été saisie sur une possible restructuration du groupe EDF.

Réponse 21

L'avenir d'EDF passe par la réussite de sa stratégie de long terme Cap 2030, qui a été longuement présentée aux actionnaires.

¹ Hors intérêts intercalaires, et hors effet de change par rapport au taux de change de référence du projet (1 livre sterling = 1,23 euro).

² Net des plans d'actions.

³ TRI calculé au taux de change de juillet 2017 (1 livre sterling = 1,16 euro). Toute évolution du taux de change pourrait impacter le TRI.

⁴ Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : <https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents>.

- **Questions de Greenpeace**

LA PROLONGATION DE LA DUREE DE VIE DES REACTEURS

Le Conseil d'Administration d'EDF a présenté une feuille de route à l'Etat dans laquelle, selon la presse, il n'est pas question de fermer de réacteurs avant 2029, hormis ceux de Fessenheim. Ce scénario suppose de prolonger la durée de vie de la quasi-totalité des réacteurs bien au-delà de 40 ans.

Les récentes années ont montré que le maintien des compétences techniques dans la filière était un enjeu de taille (défauts sur Flamanville, accident de Paluel, non-conformité au Creusot) qui n'était pas résolu.

Question 22/ : Dans ce contexte, les travaux nécessaires à la VD4 sur les 46 réacteurs concernés d'ici 2029 seront-ils réalisables ?

Ces travaux massifs vont représenter une part importante des investissements du groupe EDF –près de 5 milliards d'euros par an. Ils s'inscrivent ainsi dans un contexte où l'on ne peut exclure que des difficultés techniques sérieuses émergent faisant peser ainsi un risque financier à l'entreprise.

Question 23/ : A combien estimez-vous les risques de dépassement des coûts annoncés pour le grand carénage?

Question 24/ : Quel ensemble de mesures avez-vous prévu afin de prévenir l'entreprise de ces risques financiers dans les prochaines années ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 22

Le programme Grand Carénage est destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs (en intégrant notamment les modifications post-Fukushima) et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement significativement au-delà de 40 ans. Dès l'origine, le programme Grand Carénage a donc bien eu pour objectif de permettre au parc nucléaire existant de poursuivre son fonctionnement au-delà de 40 ans. Le montant du programme recouvre donc à la fois, sur le parc nucléaire existant, les investissements de maintenance courante et ceux nécessaires à l'extension de la durée de vie (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 900, VD3 1300). À titre indicatif, il est estimé à environ 4 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2025 puis devrait décroître pour tendre vers environ 3 milliards d'euros par an environ. Il n'y a pas de difficulté particulière pour réaliser les travaux de VD4 sur les 56 tranches du parc nucléaire existant.

Réponse 23

Le chiffrage du programme Grand Carénage comprend, pour chacun de ses projets, des provisions destinées à couvrir des éventuels dépassements. Ainsi, le programme en tant que tel ne devrait pas connaître de dépassement de ses coûts et environ 15% d'économies ont été obtenues depuis 2015 par une gestion serrée du programme.

Réponse 24

Cette question est sans objet, compte-tenu des économies déjà réalisées et rappelées ci-dessus.

LES ASSURANCES EN CAS D'ACCIDENT

En 2013, l'IRSN estimait le coût global d'un accident majeur en France à 450 milliards d'euros, soit 21% du PIB 2017. Depuis, le coût de l'accident de Fukushima a été évalué à 188 milliards de dollars (selon les autorités japonaises fin 2016), et entre 450 et 630 milliards de dollars selon le Japan Center for Economic Research (chiffres de 2017).

Question 25/ : Quelle part de ces coûts serait assumée par l'opérateur en cas d'accident sur une de ses centrales ?

Question 26/ : Comment le groupe EDF est-il assuré contre ce risque ?

Question 27/ : Comment le groupe EDF se prépare-t-il à assurer la stabilité financière nécessaire à l'ensemble de ses activités si un tel événement venait à arriver ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponses 25 à 27

Le régime de responsabilité civile des exploitants de centrales nucléaires en cas d'accident, qui est décrit au paragraphe 1.5.6.2.2 du document de référence 2017 d'EDF, est régi par des conventions internationales et, en France, par les dispositions de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Les polices d'assurance souscrites par EDF en matière de responsabilité civile nucléaire sont conformes à ces obligations.

LE NOUVEAU NUCLEAIRE

Plus de 1000 anomalies ont récemment été découvertes dans les pièces de réacteurs fabriquées à l'usine du Creusot. Certaines concernent le réacteur de l'EPR de Flamanville 3 et son couvercle qui, sur la demande de l'ASN, doit être changé avant 2024.

Question 28/ : Quand avez-vous planifié ce changement ?

Question 29/ : Quel sera le coût global de ce remplacement (de la fabrication du couvercle à sa mise en place, et en intégrant le manque à gagner pour l'EPR pendant ces travaux) ?

Vous évoquez régulièrement la construction de nouveaux réacteurs nucléaires en France :

Question 30/ : A quelle échéance envisagez-vous ces constructions ?

Question 31 : : De quel modèle et de quelle technologie s'agit-il ?

Question 32/ : Avez-vous déjà identifié des sites permettant de construire des nouveaux réacteurs ?

Question 33/ : S'agit-il de sites déjà occupés par des installations nucléaires ?

Question 34/ : Si oui, offrent-ils une place suffisante ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 28

Conformément à ce qui a été communiqué à l'été 2017, l'objectif d'EDF reste de démontrer sa capacité à développer des moyens de contrôles du couvercle suffisant pour permettre d'en assurer le suivi en service. En cas de succès, ces moyens de contrôle permettront à EDF de demander à l'ASN une prolongation de la durée de vie du couvercle actuel (à 60 ans). Une consultation a d'ores et déjà été engagée dans ce sens auprès des industriels à même de développer un tel moyen de contrôle. Dans le cas où EDF ne parviendrait pas à obtenir de l'ASN cette prolongation de durée de vie, EDF confirme qu'elle réalisera le remplacement du couvercle en 2024. A cet effet, les premières opérations visant à permettre la mise à disposition d'un nouveau couvercle ont été engagées par Framatome. Le délai de fabrication de ce nouveau couvercle est compatible avec un remplacement en 2024.

Réponse 29

Les coûts de fabrication et de remplacement d'un nouveau couvercle sont estimés, à ce stade, à environ 100M€, hors perte de production associée à une éventuelle opération de remplacement du couvercle

Réponses 30 à 34

Ces questions évoquent un sujet qui n'a pas à ce stade fait l'objet d'une décision d'investissement du Conseil d'Administration, qui est en tout état de cause en attente de la PPE.

LA SOLVABILITE DU GROUPE

Votre plan de cession d'actifs est achevé à 80% fin 2017 :

Question 35/ : *Quelles sont les prochaines cessions envisagées pour atteindre les 100% ?*

Question 36/ : *Au-delà, envisagez-vous un nouveau plan de cessions pour poursuivre la réduction de la dette ?*

Alors que 2018 est annoncée comme l'année du rebond, vos prévisions concernant le Free Cash-Flow restent extrêmement prudentes. Il n'est désormais plus question d'un FCF positif mais "légèrement positif ou égal à zéro". 2019 s'annonce, selon vous, plus difficile.

Question 37/ : *Pouvez-vous nous donner des indications sur le FCF attendu en 2019 ?*

En 2019, 2020 et 2021, EDF doit rembourser près de €3.5 milliards d'obligations par an, soit plus de €10 milliards au total.

Compte tenu du manque structurel de génération de cash-flow, de la fin du programme d'aides d'état (augmentation de capital, paiements des dividendes en actions) et de la fin du programme de cessions d'actifs :

Question 38/ : *Comment envisagez-vous de dégager les sommes nécessaires au remboursement des obligataires ?*

Question 39/ : *Envisagez-vous d'émettre de nouvelles obligations ?*

Depuis l'année dernière, EDF n'est plus la "utility" la mieux notée par les agences de notation financière.

Question 40/ : Comment l'expliquez-vous et comment comptez-vous rassurer les marchés financiers ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 35

Le groupe EDF n'a pas communiqué de liste précise d'actifs destinés à être cédés. Plusieurs processus sont en cours et devraient aboutir dans les prochains mois.

Réponse 36

Dans le cadre du plan de cessions d'actifs annoncé en avril 2016, le Groupe vise 10 milliards d'euros de cessions. C'est l'objectif sur lequel il est mobilisé aujourd'hui.

Réponse 37

Les objectifs financiers communiqués par le Groupe concernent uniquement l'année 2018. EDF n'a pas encore communiqué d'objectif financier pour l'année 2019.

Réponses 38, 39 et 40

EDF rappelle que ses moyens de financement ne sont pas des aides d'Etat.

La politique de financement du Groupe vise à s'assurer qu'il dispose à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer notamment l'activité courante et les investissements nécessaires à son développement, pour se refinancer et également pour faire face à tout événement exceptionnel. Dans ce cadre, le Groupe procède régulièrement à des émissions obligataires. Les décisions d'opérations obligataires sont prises notamment en fonction des conditions de marché et sur la base des besoins anticipés. La position de liquidité du Groupe est un des critères de l'évaluation de ces besoins. Au 31 décembre 2017, EDF disposait de 27,5 milliards d'euros de liquidités nettes.

LES CONCESSIONS HYDRAULIQUES

Au vu de la mise en concurrence prochaine des concessions hydrauliques en réponse aux exigences européennes :

Question 41/ : Combien de concessions pensez-vous conserver ?

Question 42/ : Quelle baisse de chiffre d'affaires et d'EBITDA anticipez-vous ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 41

Dans le cadre de la mise en concurrence des concessions hydrauliques, EDF a l'intention de concourir pour toutes les concessions qui seraient mises en concurrence, en mettant en avant son expertise reconnue, son ancrage territorial fort et sa longue expérience d'exploitant qui sont de véritables atouts.

Réponse 42

A ce jour, il est prématuré d'apporter une réponse à cette question faute de visibilité sur le calendrier de mise en concurrence.