

Résultats annuels 2025

Vendredi 20 février 2026

Bonjour à toutes et tous et bienvenue pour la conférence annuelle des résultats du groupe EDF. Nous sommes ravis de vous avoir avec nous.

Ils seront présentés aujourd'hui par Bernard Fontana, notre Président-Directeur général, et Claude Laruelle, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance.

Donc vous êtes en partie en salle et il y a des personnes à distance.

Nous prendrons en priorité les questions en salle, mais ceux qui sont à distance, n'hésitez pas à les poser, nous les prendrons et je les poserai après celles de la salle. Je vais laisser tout de suite la parole à Bernard Fontana.

Bernard Fontana, Président-Directeur général d'EDF

Merci et bonjour à toutes et à tous, je suis très heureux de vous accueillir pour cette conférence de presse de présentation des résultats annuels du groupe EDF.

Donc à mes côtés il y aura Claude Laruelle, notre Directeur Exécutif en charge de la Direction Performance Impact Investissement et Finance du Groupe qui nous a rejoint le 1^{er} septembre dernier. Nous avons ici aussi des membres du comité exécutif et j'en profite pour saluer Béatrice Bigois, qui a été nommée directrice exécutive en charge du pôle Clients, Services et Territoires au 1^{er} janvier 2026. Merci pour ta présence, Béatrice.

Donc, avant que Claude ne vous présente en détail les résultats financiers et que nous répondions à vos questions, je vais donner quelques éléments importants pour nous.

Sûreté, sécurité et santé, priorités n°1 du groupe EDF

Alors je commence comme toujours par la sûreté, la sécurité et la santé qui sont la priorité numéro un du Groupe.

Donc d'abord la sûreté nucléaire. Nous suivons les événements dits ESS de niveau un et plus par réacteur. Donc nous terminons l'année à 1,18 événements par réacteur, hors Flamanville 3. C'est dans l'ordre de grandeur que nous recherchons. Maintenant, nous sommes dans une logique de progrès continu et nous souhaitons améliorer encore de 10 % ce résultat en 2026.

En matière de sécurité des salariés, des prestataires, des sous-traitants qui travaillent chaque jour dans nos installations. Nous suivons ce que nous appelons le LTIR (*Lost Time Incident Rate*), c'est à dire le nombre d'accidents avec arrêt par million d'heures travaillées. Nous terminons l'année à un taux de 1,6, qui est tout à fait correct pour l'industrie, mais nous aimons les challenges et nous prenons le challenge cette année de l'améliorer de 30 %. Et dans tous les cas, de garantir qu'on va continuer à l'améliorer d'au moins 10 %.

Nous suivons également ce qu'on appelle le TRIR, le taux de fréquence d'accidents, avec ou sans arrêt. Nous avons terminé l'année à un taux de 3,8 %.

Nous mettons également en avant l'absentéisme. Notre absentéisme est plus bas que celui de la moyenne de la France. Mais, pour nous c'est un sujet de travail, un sujet dont on parle. Nous sommes à une moyenne en fin d'année de 8,3 jours par salarié dans l'année, et je pense que nous pouvons continuer à progresser en liaison avec les partenaires sociaux, les salariés et le management. Nous nous sommes fixé un objectif de descendre en dessous de 7,5 jours par an et par salarié en 2026.

Qualité et Lead time

En plus de la sûreté, sécurité, et santé, nous avons d'autres objectifs transversaux qui sont la qualité et le lead time.

En matière de qualité, je commencerai par la satisfaction des clients. Nous mesurons la satisfaction des clients et 86 % de nos clients particuliers expriment leur satisfaction, 87 % en B2B. Mes collègues me disent que c'est un niveau record de notre histoire. Mais nous restons humbles et nous voulons continuer à travailler la satisfaction de nos clients.

Également, un point important pour moi dans l'ingénierie nucléaire, les équipes ont amélioré en moyenne d'environ 8 points le taux de livraison à l'heure chez les fournisseurs inclus dans les programmes d'accompagnement de fournisseurs. Et ça, c'est très important parce que cette capacité à travailler dans les délais, c'est un facteur de réussite des grands projets, et notamment du programme EPR2.

Puis nous demandons à nos filiales industrielles, notamment Arabelle Solutions, de mesurer leur nombre d'écarts qualité clients par million d'heures travaillées et de l'améliorer de 25 % par an. Ce que d'ailleurs fait Framatome depuis quelques années, et ce taux a été divisé par cinq. Mais il faut continuer à améliorer la qualité.

Alors le Lead time, c'est le temps pour faire les choses.

Il y a des avancées et ça commence par le parc nucléaire français avec sa production. Il y a en place le programme START 2025. Alors, START c'est pour « Soyons tous acteurs de la maîtrise des arrêts de tranches ». C'est un programme de grande ampleur qui a été engagé déjà à partir de 2019 pour garantir la réussite des arrêts pour maintenance. Cette réussite est un des tout premiers facteurs de performance de la production nucléaire et le parc a continué encore à progresser. En 2025, 23 arrêts sur 43 ont pu compléter un couplage avant la date prévue. C'était un nouveau record par rapport au précédent qui était de 17 sur 41 en 2024.

Il y a des sites qui ont vraiment des performances historiques. Par exemple, Cruas, la visite décennale de l'Unité 3 a pu redémarrer 12,9 jours à l'avance ; à Paluel pour la visite partielle de l'Unité 4 avec 8,9 jours d'avance ; au Tricastin pour des simples arrêts pour rechargement avec huit jours d'avance.

Nos collègues mesurent ce qu'ils appellent le jalon 22, c'est au moment où on arrête les installations, on va retirer le premier assemblage combustible. Il y a une progression assez spectaculaire du respect des plannings pour ce jalon 22 : 2 % des arrêts respectés en 2019, 40 % en 2022, près de 70 % en 2023 et 2024, et maintenant 88 % en 2025. Donc, Etienne on t'attend encore pour 2026.

Les préparations sont optimisées. Les équipes ont divisé par deux le temps de préparation des arrêts simples, et puis les redémarrages des réacteurs avec des objectifs toujours plus ambitieux, 40 % des sites redémarrent dans les délais. En 2024 nous étions à 19 %. Donc c'est un résultat possible grâce à la mobilisation des équipes,

aux synergies qui existent entre les ingénieries, le parc et aussi les partenaires. Et je salue ces progrès.

Un mot également sur le programme EPR2, nous déployons une surveillance optimisée de nos fournisseurs, donc 316 ont fait l'objet de cette optimisation. Cela a permis de gagner 30 % de lead time, toujours important dans la perspective des augmentations de durée de vie des réacteurs, des grands chantiers et des constructions de réacteurs. On peut déjà aller chercher 30 % et ce n'est que le début, ne serait-ce que par l'optimisation de la surveillance.

Donc sûreté, sécurité, santé, qualité et lead time.

EDF s'est mobilisée sur ses points forts en 2025

Maintenant, si on vient sur 2025, le thème a été de mobiliser EDF sur ses points forts. Donc d'abord l'importance accordée aux clients, et là je mentionnerai le développement de la politique commerciale, 47 TWh de contrats de moyen et de long terme ont été signés jusqu'à la fin de 2025.

Deuxième point fort : le parc. Et nous parlons ici de production nucléaire en France. La production a été en hausse à 373 TWh, c'est une hausse de 11,3 TWh par rapport à 2024. Cela a permis, on l'avait publié il y a quelque temps déjà, un record d'exportation net d'électricité à 92,3 TWh.

Autre point fort pour nous, c'est le parc hydraulique. Alors, 2024 avait une hydraulité tout à fait hors normes, mais nos collègues ont fait une très bonne année avec 42,6 TWh de production, au-delà d'ailleurs de nos objectifs. Ce qu'on peut souligner, c'est le record de production des STEP. Les STEP c'est que vous avez l'eau, vous produisez l'électricité, vous récupérez l'eau en bas, vous la repompez pour reproduire de l'électricité et notamment lorsque le coût de l'électricité est bas. Nos collègues ont battu le record de production des STEP qui s'établissait à 6 TWh maintenant, et ça remonte le précédent record était en 2014. Donc là, reconquête également avec l'hydraulique et les STEP.

Il y a également des avancées dans les projets nucléaires. Quand on est EDF, on se rappelle tous le 14 décembre 2025, c'est 100 % de puissance sur Flamanville 3. Nous avons présenté le devis prévisionnel du Programme EPR2. Nous poursuivons les travaux préparatoires sur le site EPR2 de Penly. Sizewell C a bénéficié d'une décision finale d'investissement.

Je rajouterai là un point fort transversal, c'est les compétences. C'est capital pour nous, nous avons recruté en 2025, 14 235 nouveaux collègues en cdi, et 9 750 alternants étaient présents à la fin de l'année.

Donc voilà pour les points forts sur lesquels nous avons travaillé.

Le groupe EDF, engagé pour la souveraineté énergétique et industrielle, accompagne ses clients

Alors si je reviens peut être avec plus de détails sur les clients, bien nous sommes engagés pour la souveraineté énergétique, industrielle et nous accompagnons nos clients.

J'ai évoqué les 47 TWh de contrats à moyen et long terme : 18 000 contrats de moyen terme et 18 contrats de long terme ont été signés avec les industriels électro-intensifs,

dont 12 CAPN, les contrats d'allocation de production nucléaire. Il s'agit du chiffre à fin 2025.

Puis entre temps, vous avez vu qu'on s'est mis d'accord avec Exeltium, mais c'est en début d'année, pour jusqu'à 10 TWh par an.

Nous avons également en fin d'année élargi le périmètre des CAPN aux consommateurs finaux, qui consomment plus de 7 GWh aux fournisseurs producteurs d'énergie. C'était leur demande, de pouvoir aussi bénéficier de ce type de contrat.

Pour les particuliers, nous avons le G4, les quatre principaux pays, concentrés essentiellement sur la France. Nous avons 41 millions de contrats, donc il y a une stabilité de nos contrats, dont 22,7 millions de clients électricité B2C en France. Pour tous ces clients, 5 000 conseillers sont à leur disposition pour les conseiller, leur proposer des offres les plus adaptées, les aider à mieux maîtriser leurs consommations et faciliter leur passage à l'électrique. Et je salue mes 5 000 collègues conseillers.

Ensuite, je pense qu'il est important de mentionner que nos clients sont attentifs à la stabilité du système électrique, en particulier dans les systèmes électriques insulaires, et nous avons inauguré en fin d'année, en Guadeloupe, l'installation d'un premier compensateur synchrone. Dans ces territoires, nous avons davantage de renouvelables, donc nous perdons le bénéfice de moteur, donc ce qu'on appelle de l'inertie et ces compensateurs synchrones sont de nature à renforcer la stabilité des systèmes électriques. J'ai également en tête le fait que nous construisons un deuxième transformateur en Martinique pour sécuriser l'alimentation électrique de l'île.

Donc un engagement avec nos clients.

Bien sûr, le sujet de l'électrification des usages est important pour nous. Notamment, plus de 400 000 points de recharge pour les véhicules électriques sont déployés et gérés.

Puis nous avons le sujet des data centers. Nous avons proposé des terrains *via* des appels à manifestation d'intérêt (AMI) avec deux lauréats : Opcore, filiale du groupe français Iliad pour l'AMI de Montereau, et Eclairion pour l'AMI de Moselle. Ce sont 60 hectares qui ont été valorisés pour près d'1 GW de nouvelles puissances installées en France. Puis, en décembre, nous avons lancé un nouvel AMI sur le site d'une ancienne centrale thermique dans la commune de Loire-sur-Rhône.

Dans notre renforcement de notre présence dans les réseaux de chaleur, avec le sujet du renouvellement de la concession du réseau de chaleur de Paris, et le Conseil de Paris a choisi le groupement Dalkia/Eiffage/RATP Solutions Ville. Également on peut mentionner des contrats signés par Dalkia en 2025, qui représentent 1,4 TWh par an de chaleur bas-carbone pour des réseaux urbains hors de Paris. Par exemple, l'autre jour j'étais à Belfort et le maire de Belfort nous a dit où nous sommes sur le réseau de chaleur de Dalkia.

Production, résilience et souveraineté

Deuxième volet important pour nous, c'est notre production.

Donc la production, la résilience et la souveraineté.

Donc la production du Groupe s'est élevée à 515 TWh en 2025, et c'est proche des 520 TWh de 2024.

Alors qu'est-ce qu'il y a derrière ? Premièrement, l'augmentation de la production du parc nucléaire en France qui fait +10,3 TWh pour atteindre 373 TWh, mais une réduction de la production hydraulique du fait de l'hydraulicité. Au total c'est -10 TWh sur l'ensemble de nos productions. Puis un peu moins de production nucléaire en Grande-Bretagne, environ -4TWh avec un parc qui a tendance à vieillir.

Maintenant, il y a également tout un projet d'investissement pour améliorer la disponibilité et la résilience des infrastructures hydrauliques. Pour les infrastructures hydrauliques, c'est clair nous avançons.

Sinon, notre parc nucléaire est indisponible environ 0,3 % du temps par an parce qu'il y a une eau trop chaude ou il y a un événement de cette nature. Ça peut paraître peu, mais on a des équipes qui se projettent dans le temps et nous avons travaillé à notre plan d'adaptation climatique à horizon 2040, et nous avons identifié un effort qui peut s'élever jusqu'à 9 Mds€. Donc nous avons communiqué aux ministères concernés ce plan d'adaptation au changement climatique de notre parc nucléaire.

Pour être complet, on peut mentionner aussi Enedis, qui est engagé dans un plan d'investissement de 26 Mds€ sur la période 2026-2040 pour la modernisation et la résilience de son réseau, dont plus de 15 Mds€ pour l'adaptation au changement climatique. Ce sont des chiffres en euros courants.

Alors, on mentionne une politique industrielle au service de la souveraineté, parce que tous ces investissements, toutes ces initiatives, sollicitent le tissu industriel. Donc nous avons développé des partenariats et en même temps, dans certains cas, nous, nous intervenons.

J'ai à l'esprit le fait que Framatome est intervenu sur la robinetterie, qui est un sujet sensible pour le nucléaire civil, mais aussi dans certains cas pour la propulsion nucléaire, avec, en 2024, la prise de contrôle de Vanatome. Puis, plus récemment, celle de Segault et celle de Velant en France, qui a été renommée Valverse. Donc de nouveaux collègues qui nous ont rejoint et qui sont mobilisés sur nos différents programmes.

Il y a des investissements dans l'outil industriel qui sont importants. Je parlais tout à l'heure de Belfort, nous avons annoncé et confirmé un investissement de 350 M€. Ce sont des rapatriements de production qui étaient partis à l'étranger. Ce sont des compléments de plan de charges, des compléments de capacité à produire, et les salariés vont passer 1 400 à 2 000, donc plus 600 postes de travail à l'horizon 2030. Il y a également des investissements importants dans des entreprises comme Framatome.

Puis sur le parc nucléaire français, 13 réacteurs parmi ceux de 900 MW qui vont être dotés de nouvelles turbines plus puissantes. Ça permet de gagner au moins 35 MW par réacteur.

Bien sûr, il y a aussi 4,5 Mds€ prévus dans notre plan à moyen terme pour notre activité d'hydroélectricité.

Poursuite du développement des projets bas carbone

Alors, nous avons beaucoup de projets bas carbone qui se déploient et nous les poursuivons.

J'ai évoqué tout à l'heure, Flamanville 3, et le devis EPR2.

Puis Hinkley Point C dont la livraison de la cuve du réacteur de l'Unité 2 a eu lieu, et nos collègues travaillent maintenant à une montée en puissance. Le génie civil du réacteur 1 est quasiment terminé à 95 %. Maintenant, les équipes sont mobilisées, sur ce que l'on appelle le montage et la montée en cadence du lot électromécanique. Donc ils ont doublé la cadence au dernier trimestre de l'année, et continuent à monter la cadence en ce moment. On compte encore sur une montée en cadence. Dans la fourchette de planning, il nous a paru quand même raisonnable de placer la mise en service en 2030 au lieu de 2029. Ça ne change pas nos fourchettes de planning, et c'est ce que nous avons fait effectivement.

Ensuite, Sizewell C, la décision finale d'investissement qui s'est accompagnée du paiement de 1,6 Md£, qui est venu compléter notre génération de cash-flow en fin d'année 2025.

Donc dans l'hydraulique, il y a un accord de principe avec la Commission européenne. Il y a une proposition de loi qui est en cours d'examen au Parlement français et donc qui va nous permettre de relancer nos investissements. Nous prévoyons d'augmenter notre capacité de production jusqu'à 4 GW complémentaires, notamment avec les STEP.

Puis, dans les renouvelables, nos collègues ont continué à délivrer. Ils ont délivré 3 GW bruts, qui ont été mis en service. Je voudrais mentionner Provence Grand Large et la mise en service du premier parc éolien flottant en France.

Des réseaux engagés au service de la transition énergétique

Donc, les projets bas-carbone, mais bien sûr, il y a les réseaux qui sont importants.

On peut mentionner le renouvellement du contrat de concession, de distribution, et de fourniture d'électricité entre la Sipperec, Enedis et EDF. C'est un contrat qui porte sur la gestion du réseau de 17 663 kilomètres de lignes électriques au service de 3,5 millions d'habitants, dans trois départements de la première couronne francilienne. Alors Enedis à raccorder plus de 11 700 points de livraison, alimentant 486 000 points de recharge de véhicules électriques en 2025, soit 4,4 GW.

Entre 2022 et 2025, EDF SEI a divisé par deux le délai moyen de raccordement des installations de consommation et de production.

Quant à Enedis, en ce qui concerne ce qu'on appelle le critère B, le temps moyen de coupure hors événement exceptionnel, il a été réduit de 71,6 minutes à 61,9 minutes. Bien sûr, il y a aussi les événements exceptionnels. Cette année, nous avons connu le déclenchement de notre force d'intervention rapide d'électricité avec la tempête Goretti. 90 % des clients ont été rétablis en 36 h, ce qui a mobilisé 1 850 techniciens d'Enedis et d'entreprises partenaires. Pour la tempête Niels, 85 % des clients ont été rétablis en 48 h, mobilisant de plus de 3 000 techniciens d'Enedis et d'entreprises partenaires. Et maintenant c'est la tempête Pedro. Ce matin nos collègues sont de nouveau mobilisés. Je salue l'engagement de nos collègues là-dessus.

Puis bien sûr, on dit voilà 90 %, mais il reste 10 % de clients qui n'ont pas toujours pas d'électricité. On sait que c'est difficile pour eux de faire face au quotidien, et nous sommes très attentifs à continuer à renforcer notre résilience.

EDF répond à la hausse des besoins de flexibilité dans un système électrique plus complexe

Alors, il y a donc les réseaux et un besoin de flexibilité dans un univers où le système électrique est plus complexe. Bien, il y a déjà des réponses qui sont en train d'être mises en place.

Le fameux système heures creuses / heures pleines qui permet de davantage, centrée sur la période autour de midi, qui va concerner 1,7 millions de clients. Le déploiement a déjà commencé et va permettre de déplacer environ 5 GW de consommation au moment où la production solaire le permet.

Il y a également des offres de flexibilité auprès des clients. Il y a plus de 20 % de points de recharge pilotable par rapport à fin 2024, et aussi maintenant plus de 1,2 million de clients résidentiels en France qui bénéficient d'offres de flexibilité.

Il y a les STEP, les stations hydrauliques de transfert d'énergie par pompage, ce que j'évoquais plus tôt.

Nous travaillons également sur du stockage, avec 1 GW en opération et 2,7 GW en projet. J'ai à l'esprit la batterie hybride de 15 MW qui a été couplée à la centrale de Blénod, c'est une batterie qui permet aussi d'aider le secteur primaire, mais aussi d'adoucir les fluctuations pour notre Cycle Combiné à Gaz de Blénod. Il faut mentionner aussi bien sûr l'investissement à Maripasoula en Guyane, avec une centrale solaire de 1,2 MW, un système de batterie et un réseau intelligent.

Alors, on voit que dans ce système, il y a plus de modulation, ça été l'objet de beaucoup de commentaires que j'ai pu lire ici ou là. Effectivement, il y a des enjeux de modulation. Bon, qu'est ce qui se passe ?

Le parc français a été construit pour pouvoir moduler, un réacteur peut ajuster sa puissance de 80 % en 30 minutes, deux fois par jour, peut-être quand il est en fin de son cycle de combustible. Et nos anciens ont modulé, en général c'était le week-end, la nuit, et il y a eu un pic de modulation je crois en 1994 au-dessus de 50 TWh, parce que le palier des 1 300 MW se mettait en service, et puis ce pic a été absorbé par la hausse de la consommation. Donc nous étions tombés à 15 TWh de modulation, et c'est remonté à au-dessus de 30-33 TWh l'an dernier.

Ce qui est nouveau, c'est la fréquence, donc ça arrive plus souvent. Donc plusieurs fois par jour, ça peut arriver ; et la profondeur, quand ça module, ça module, ça peut même conduire jusqu'à l'arrêt des réacteurs.

Alors, bien sûr, nos collègues assurent la sûreté. Ceci dit, c'est quand même un régime qui est plus exigeant pour les effectifs, puisque ça peut arriver à tout moment ces demandes de modulation.

Puis, pour certains équipements, les pompes, les moteurs, les turbines, les choses comme ça qui s'usent plus vite, donc, c'est ça qu'on a identifié. D'ailleurs, ça s'use plus vite aussi dans l'hydraulique, ça s'use plus vite aussi dans les systèmes à gaz que nous avons. Donc c'est un rapport qui fait un état des lieux, un constat qui est sur la table, qui est une base de travail pour voir. Voilà, on regarde le coût, on regarde les lois de la physique de stabilité, et ça va nous permettre de progresser objectivement, et c'est ce à quoi on s'attelle actuellement.

Principaux indicateurs en 2025

Alors, si je devais retenir quelques indicateurs pour 2025.

488 TWh de production décarbonée, versus 490 en 2024.

-26,5gCO₂/kWh, donc c'est une intensité carbone qui continue à baisser, on baisse d'un peu plus de 10 % par rapport à 2024.

Puis un très gros sujet pour nous, c'est que cette mobilisation des équipes a conduit à 9,6 Mds€ de cash-flow opérationnel. Alors, c'est certes moins qu'en 2024, qui était une année particulière. Et ça a permis de réduire l'endettement financier net, qui passe à 51,5 Mds€, contre 54,3 Mds€ en 2024.

Tout ça basé sur un EBITDA qu'on qualifie de solide, parce qu'il est solide, à 29,3 Mds€. Alors certes moins que les 36,5 Mds€, mais il y a un contexte de baisse des prix, mais il reste solide, grâce notamment à la production du parc nucléaire et aussi à la bonne tenue des autres activités. Là, je suis rentré dans l'économie et la finance, donc Claude, c'est à toi.

Claude Laruelle, Directeur Exécutif Groupe Performance Impact Investissement et Finance

Merci Bernard et bonjour à toutes et à tous.

Je suis heureux de vous présenter pour la première fois les résultats financiers d'EDF pour l'année 2025.

Résultats financiers solides

Avant de rentrer dans le détail, je vous propose de revenir dans un premier temps sur les chiffres clés de l'année écoulée.

Le chiffre d'affaires s'est élevé à 113,3 Mds€. Il est en léger recul du fait de la tendance baissière des prix.

L'EBITDA, quant à lui, a atteint 29,3 Mds€, comme le soulignait Bernard, c'est un chiffre solide grâce à un bon niveau de production dans un contexte là aussi de prix en baisse. Il se situe dans la partie haute de la projection qui avait été partagé avec vous il y a un an, lors de la présentation des résultats 2024 par mon prédécesseur.

L'EBIT ressort à 13,1 Mds€. Il était de 18,3 Mds€ en 2024.

Enfin, le résultat net courant, et le résultat net part du Groupe s'élèvent respectivement à 9,6 Mds€ et à 8,4 Mds€.

Ces résultats ont permis de générer un cash-flow opérationnel de 9,6 Mds€, comme le soulignait Bernard, et de contribuer à une baisse de l'endettement financier net de 2,9 Mds€ pour s'établir à 51,5 Mds€ à fin 2025.

Nos ratios sont cette année encore à un très bon niveau, 1,8 x pour EFN /EBITDA.

Et si on regarde la méthodologie S&P, 2,6 x pour la dette économique ajustée sur l'EBITDA ajusté.

S&P a d'ailleurs relevé mi-janvier la notation du Groupe à BBB+ avec une perspective stable, soulignant entre autres l'amélioration de la performance opérationnelle du Groupe.

Production nucléaire et hydraulique en France

Cette performance opérationnelle s'est notamment traduite, comme Bernard vous l'a présenté tout à l'heure, par une nette hausse de la production nucléaire en France, qui a atteint 373 TWh. Il faut revenir six ans en arrière 2019 pour trouver des résultats équivalents.

C'est le fruit du travail effectué par les équipes sur le terrain, et notamment les résultats du programme START 2025, qui a permis de réduire la durée des arrêts de tranches. 2025 a vu aussi la première contribution de Flamanville 3 à la production du Groupe, avec un peu plus de 2 TWh générés pendant sa phase de montée en puissance.

La disponibilité de nos ouvrages hydrauliques a aussi été très bonne, permettant d'atteindre un niveau de production de 42,6 TWh pour la France. Ce chiffre est néanmoins en baisse par rapport à 2024, qui avait été une année exceptionnelle pour l'hydraulique, comme l'illustre le graphique en bas à droite de la slide, l'indice d'hydraulicité cumulée est revenu à une valeur proche de la moyenne à 96 %, alors qu'en 2024, année exceptionnelle, il était de 126 %.

EBITDA robuste dans un contexte de poursuite de la baisse des prix de marché

Maintenant, si on rentre dans le détail des principaux effets qui expliquent l'évolution de l'EBITDA.

Tout d'abord, l'effet volume qui est présenté sur ce graphe par les deux premières briques. Tout d'abord la production, la progression de la production nucléaire en France en partie diminuée par la baisse de la production nucléaire au Royaume-Uni. Ça contribue l'ensemble positivement pour 0,4 Md€.

La baisse de la production hydraulique, notamment en France, dans le contexte de moindre hydraulicité que j'ai décrit, compte pour -1,4 Md€.

Ensuite, l'effet prix dans les deux briques suivantes. Tout d'abord, un effet négatif de -6,2 Mds€ qui reflète l'impact de la baisse des prix de l'électricité sur nos ventes et un effet positif de 1,7 Md€ pour l'essentiel due à l'impact de la hausse du TURPE, le tarif de distribution, en cohérence avec la hausse des investissements pour l'adaptation au changement climatique et les nouvelles connexions, et aussi au rachat des pertes au réseau effectué à des prix de marché évidemment moins élevés qu'en 2024.

Enfin, la dernière colonne regroupe différents effets dont la baisse de l'EBITDA de EDF Trading dans un contexte de recul de la volatilité et des prix sur les marchés des matières premières, performance qui reste néanmoins très bonne.

EBIT

Maintenant, si on parcourt le reste du compte de résultat. L'EBIT s'élève à 13,1 Mds€. Les pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation intègrent en 2025, pour le projet Hinkley Point C, deux éléments principaux importants.

Tout d'abord, deux effets qui se compensent à la suite d'une négociation avec le gouvernement britannique. D'une part, la baisse de 3 £/MWh du prix du contrat pour différence, ça induit une dépréciation de 1,8 Md€ sur le projet HPC. D'autre part, le paiement par Sizewell C d'une « know-how fee » pour un montant équivalent.

Ces deux montants se compensent. Le reste de la dépréciation, soit 1,8 Md€, est essentiellement due au décalage de douze mois de la mise en service de l'Unité 1 lié aux travaux électromécaniques. Des progrès importants ont été réalisés sur cette

phase d'assemblage, avec notamment un doublement du rythme des travaux pendant le dernier trimestre 2025, rythme qui continue de progresser en ce début d'année 2026.

Amélioration du résultat financier courant grâce à la baisse du coût de l'endettement

La planche suivante détaille le résultat financier. Il s'établit à -1,6 Md€ et est composé de trois blocs.

D'abord, le coût de l'endettement financier pour -3,4 Mds€. Il diminue de 0,7 Md€ grâce à une gestion active de la dette au cours de l'année. Dans un contexte de recul des taux d'intérêt, nous avons émis 9,4 Mds€ d'obligations et rembourser des prêts bancaires par anticipation. À titre d'illustration, le coupon moyen des obligations du Groupe est passé de 3,85 % fin 2024 à 3,4 % fin 2025.

Deuxièmement, la charge de désactualisation pour -3,4 Mds€. Elle augmente relativement peu grâce à la hausse d'actualisation du taux d'actualisation de 10 pbs comme en 2024.

Troisièmement, les autres produits et charges financiers pour 5,2 Mds€. La performance du portefeuille des actifs dédiés a été de 6,8 % en 2025, à comparer à une performance élevée l'année précédente de 10,8 % dans un contexte de marchés actions moins favorables. Néanmoins, le taux de couverture des provisions nucléaires continue de progresser et il atteint 108,8 % au 31 décembre 2025, en progression de plus de 4 %.

Le résultat financier courant s'établit, lui, à -3,3 Mds€ en amélioration de 0,4 Md€ par rapport à 2024. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés.

Résultat net

A la slide suivante, vous avez le détail du résultat net part du Groupe qui s'élève à 8,4 Mds€, à comparer à 11,4 Mds€ l'année dernière.

Outre l'évolution du résultat financier que je viens de détailler, la charge d'impôts baisse de 1,2 Md€ en lien avec la baisse du résultat avant impôt. Elle intègre néanmoins cette année la contribution exceptionnelle en France pour 567 M€.

Le taux effectif d'impôt s'élève ainsi à 31,6 %.

La quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées contribue au résultat net pour 0,7 Md€.

Retraité des éléments non récurrents, le résultat net courant du Groupe s'élève à 9,6 Mds€.

Investissements nets en croissance pour les grands projets

Maintenant, si on passe aux principaux éléments du cash-flow, on commence par les investissements nets. Ils se sont élevés à 24 Mds€ en croissance de 1,6 Md€, ou plus exactement de 2,5 Mds€ si on prend en compte le rachat des activités nucléaires de Arabelle Solutions et les 5 % du capital de Framatome, deux opérations qui ont été réalisées en 2024 pour 900 M€.

Cette hausse est principalement liée à la maintenance et aux travaux d'extension de durée de vie de nos réacteurs nucléaires en France, à la préparation du développement des nouveaux réacteurs nucléaires, essentiellement HPC au

Royaume-Uni et le programme EPR2, et au développement et renforcement des réseaux.

94 % de ces investissements sont alignés avec l'objectif net zéro émission du Groupe.

Cash-flow positif permettant une diminution de l'endettement financier net

Après ce détail sur les investissements, je vais maintenant vous commenter l'évolution des autres éléments du cash-flow et de la dette financière nette.

Comme vous le voyez, le cash-flow opérationnel sur cette slide là s'élève à un très bon niveau, à 9,6 Mds€. Il s'explique tout d'abord par un fort EBITDA Cash, légèrement supérieur à l'EBITDA, 30,3 Mds€.

Une variation du besoin en fonds de roulement favorable de 2,1 Mds€. En effet, l'impact de la baisse des prix entraîne une diminution des créances clients de 3,5 Mds€. D'un autre côté, nous avons le déficit de compensation des charges dont le mécanisme de CSPE, et ça dégrade le BFR de 1,4 Md€. Il y a également dans cette brique le versement par Sizewell C de 1,6 Md£ au titre de la « know-how fee ». Comme nous l'avons vu à l'instant, les investissements nets pèsent pour 24 Mds€.

Si on regarde la suite de ce bridge, on voit des cessions d'actifs pour 0,9 Md€ qui intègrent notamment la cession de nos actifs de stockage de gaz, en Italie, la société Stoccaggio, qui faisait partie du groupe Edison.

Les frais financiers nets décaissés pour 1,9 Md€ et l'impôt pour 2,7 Mds€.

Enfin, les dividendes et opérations hybrides pour 3 Mds€ intègrent notamment la distribution de primes d'émission à l'État pour 2 Mds€.

Le cash-flow Groupe a été ainsi positif de 2,9 Mds€ en 2025 et permet de réduire la dette financière nette à 51,5 Mds€, une baisse de 2,9 Mds€ par rapport à fin 2024.

Projection et objectifs

Maintenant, si on se projette vers l'avenir, nous anticipons que l'EBITDA reste à un niveau solide en 2026, bien qu'en léger retrait par rapport à 2025, dans un contexte de baisse des prix.

De plus, nous confirmons nos objectifs pour 2027. Un ratio EFN / EBITDA inférieur ou égal à 2,5 x et une Dette économique ajustée / EBITDA ajusté inférieur ou égal à 4 x.

Je vous remercie et je rends la parole à Bernard.

Bernard Fontana, Chairman and Chief Executive Officer of EDF

Merci Claude merci et bravo à tous les collègues pour la génération de cash-flow qui a permis de continuer à désendetter le Groupe.

Priorités (1/2)

Alors si je passe aux perspectives et aux et aux priorités.

D'abord, sûreté, sécurité, santé, qualité, et lead time. Je pense que ça ne va pas vous étonner, c'est continuer sur ce registre-là.

Ensuite, bien sûr, nos clients, leur fournir une électricité compétitive, souveraine et bas carbone. Et, grand sujet pour nous, accélérer l'électrification des usages.

Donc, pour cela, on va poursuivre le développement de notre politique commerciale, puis accompagner les clients industriels dans l'électrification des process. Il y a eu l'annonce, il y a quelques jours, d'ArcelorMittal, de la construction d'un four électrique à Dunkerque. Bien, nous sommes très heureux de pouvoir les accompagner. C'est un CAPN sur 18 ans qui a été signé et qui illustre l'engagement que nous avons à électrifier, et nous souhaitons renouveler ce type d'initiative auprès des clients industriels également.

Également, le développement des data centers. Nous proposons des terrains avec un raccordement accéléré aux réseaux et nous souhaitons continuer dans cette direction et travailler la vitesse à laquelle nous pouvons proposer ces data centers, c'est en général un critère déterminant pour ceux qui souhaitent en avoir.

Nous allons continuer aussi des offres pour soutenir le passage à la mobilité électrique, à la fois légère, mais aussi la mobilité lourde, où il y a beaucoup de choses que nous pouvons faire. J'ai à l'esprit une offre de bornes de recharge électricité + charge intelligente, qui permet un coût total électrique inférieur au coût du diesel sur le cycle de vie.

Puis bien sûr, dans le bâtiment, l'accélération du déploiement des pompes à chaleur. J'ai compris que le Gouvernement a mentionné à l'occasion de la PPE 3 sa volonté de remonter dès 2026 à 300 000 pompes à chaleur installées par an, et nos collègues travaillent à voir comment on peut contribuer, à aller jusqu'à 1 million par an dans les années qui vont au-delà de 2026.

Donc, électricité compétitive, souveraine, bas-carbone, et électrification.

Deuxième volet, pour nous, c'est renforcer nos points forts, à commencer par le parc nucléaire. Nos collègues sont invités à se mobiliser pour avoir, malgré les programmes d'augmentation de durée de vie d'entretien, une capacité de production supérieure à 400 TWh par an, ce qu'ils ont déjà fait en 2025, nous étions à plus de 410 TWh disponibles. Pour ça, le programme START va continuer, c'est la saison 2. On va travailler encore pour augmenter de durée de vie et la puissance des réacteurs nucléaires, par exemple. Nos collègues nous ont fourni une estimation qui date d'il y a quelques mois, sur la base des systèmes actuels, qui est de 350-370 TWh en 2026 et 2027 et 345-375 TWh en 2028. Bien sûr, nous allons travailler à une électrification accélérée, travailler comment on peut améliorer nos systèmes de modulation, j'espère que nos collègues pourront dépasser ces objectifs.

Sur le plan de l'hydraulique, c'est la mise en œuvre de l'accord de principe et la relance des investissements. Nous avons prévu, dans notre PMT, 4,5 Mds€ d'investissement dans l'hydraulique pour résorber une dette technique qui peut exister, améliorer certains ouvrages et renforcer nos STEP, dont j'ai cité 4 GW, en gros 3,5 GW pour les STEP et 500 MW pour le renforcement de nos capacités actuelles. Ça mérite d'être signalé aussi.

Nous avons les objectifs de mise en service de centrale, chez EDF SEI, avec la centrale bioénergie du Larivot en Guyane en fin d'année. Puis du Ricanto en Corse, dont la mise en service est prévue fin 2027/début 2028. En ce moment, les moteurs arrivent sur site, c'est très impressionnant.

Le développement des énergies renouvelables. Nous avons une stratégie de maintien des compétences et de déploiement d'un business model qui est déconsolidant ave

un cash-flow positif. Donc nous comptons sur tous nos collègues des énergies renouvelables et sur l'engagement dans cette stratégie.

Priorités (2/2)

Il y a également à mentionner dans nos priorités, bien évidemment, la maîtrise industrielle des projets. On a mentionné les travaux électromécaniques d'Hinkley Point C qui monte en cadence, mais il faut continuer à monter en cadence. Grand sujet pour nous la décision finale d'investissement pour le programme EPR2, suivant le dépôt du dossier à la Commission Européenne, que mes collègues travaillent pour être prêt pour que, en fin d'année, le Conseil d'administration d'EDF puisse prendre la décision finale d'investissement du programme EPR2 et que nous mettions aussi sur la table une option pour, non pas seulement les six EPR2, objets de la décision finale d'investissement, mais une option pour huit EPR2 supplémentaire. Alors, bien sûr, nous sommes attentifs à la trajectoire financière. Donc, on va continuer à investir et investir encore plus, mais on va être sélectif, notamment certains investissements, notamment à l'international. Nous sommes engagés dans la rotation d'actifs, nous avons évoqué notamment l'Amérique du Nord pour les renouvelables. Puis nous avons besoin d'efficacité, de décision près du terrain, de rapidité et nous continuons notre programme d'économie sur les frais généraux. Il s'agit, par rapport à 2024, d'être capable, à horizon 2030, de baisser d'un milliard par an. Nous sommes déjà au début de cette trajectoire, nous allons faire, grâce à l'engagement des collègues que je remercie pour cela.

Bien sûr, il nous faut des compétences, grande priorité pour nous. J'évoquais les recrutements de 2024, nous allons continuer à recruter en 2025. Nous prévoyons notamment 13 500 contrats à durée indéterminée et un sujet pour nous, c'est le développement des carrières parce que nous recrutons beaucoup et en particulier le développement des parcours techniques des femmes qui sont un atout formidable pour le groupe EDF, et je les remercie également pour leur engagement.

Des équipes engagées et mobilisées

Les équipes sont engagées et mobilisées. Nous avons mis en place et ajusté un socle de valeurs, de manières de faire les choses.

Sûreté et sécurité. Professionnalisme. Performance. Ouverture. Engagement.

Nous comptons sur leur engagement. Alors les salariés sont très engagés, nous avons un indice d'engagement de 75 %. Maintenant, nous allons continuer à travailler cet engagement pour bien préciser la stratégie auprès de tous nos collègues et je remercie tous les leaders du Groupe qui accompagnent cette démarche.

Puis, cette année, nous célébrons les 80 ans d'EDF. En 1946, nos prédécesseurs ont reconstruit la France en garantissant l'accès à l'électricité sur tout le territoire.

Aujourd'hui, c'est à nous, à nos collègues, d'être les bâtisseurs des 80 prochaines années pour pouvoir fournir aux Français, aujourd'hui et pour les générations à venir, une électricité compétitive, souveraine et bas carbone. Donc un challenge formidable pour nous tous.

Nous sommes fiers d'être EDF depuis 80 ans et engagé pour les décennies à venir.

Merci.

Session questions / réponses

Le Figaro : J'ai toute une série de questions. Une première sur la modulation, j'imagine que faire une règle de trois avec le chiffre d'affaires et les TWh produits multipliés par 33, ça ne va pas nous faire le coût de la modulation. Donc, auriez-vous un chiffrage du coût de la modulation, si c'est possible ?

Une autre question : quel volume de demande et quel niveau de prix visez-vous ? Pour pérenniser votre modèle économique dans les perspectives des investissements importants qui vous attendent ?

Pourquoi est-ce que vous avez renégocié le Contrat pour différence d'HPC ?

Et j'ai une petite précision sur Enedis, vous avez annoncé 26 Mds€ pour le réseau entre 2025 et 2030. Je n'ai pas bien noté.

Et, quand vous dites pour le développement des ENR « un maintien des compétences avec un business model déconsolidant », est-ce que vous pouvez expliquer un tout petit peu ce point ?

Bernard Fontana : La modulation, effectivement. Nous avons mis en ligne sur le fichier technique. Effectivement, quand vous avez une usure des équipements, les ingénieurs sont toujours très prudents, ils constatent l'usure. Mais là, dans ce cas de figure, il faut anticiper. Donc c'est ce travail. Cela étant, il y a des ordres de grandeur qui sont là, mais c'est une base de travail technique, et nous travaillons déjà avec les parties prenantes.

Qu'est-ce qu'on peut faire pour améliorer la situation ? Bien sûr, l'électrification c'est la première réponse, mais la flexibilité aussi c'est un élément de réponse que j'ai évoqué. Et nous avons également travaillé comment on peut mieux travailler nos optimisations, et c'est un détail technique, mais je suis sûr qu'on aura l'occasion de revenir vers vous là-dessus.

Pourquoi cet échange de CFD ? Finalement, 1,6 Md£ tout de suite, plutôt qu'un Contrat pour différence dans je ne sais pas combien d'années, moi ça me parle. Donc, c'est une manière de faire rentrer du cash-flow et de valoriser une reconnaissance de l'effort qui a été faite. Je pense que c'est un bon équilibre qui a été trouvé, et moi je remercie mes collègues britanniques pour avoir obtenu cet accord.

Enedis, effectivement, on peut confirmer les chiffres que vous avez mentionnés.

La question des prix, c'est toujours difficile de prévoir. On a des scénarios, c'est comme ça qu'on fonctionne, on est relativement couvert. Cette année, on vous a annoncé un EBITDA solide, pour prendre l'expression de Claude. On est déjà en partie couvert pour l'année prochaine. Mais Claude, tu veux peut-être dire quelques mots ?

Claude Laruelle : Oui, sur les prix, ce sur quoi on travaille beaucoup, c'est l'électrification des usages, vous l'avez bien compris, justement pour être en capacité, à la fois de produire plus pour vendre plus, je pense que c'est aujourd'hui la priorité du Groupe. C'est pour ça que Bernard l'a affiché tout à l'heure en disant que l'électrification des usages elle va nous permettre d'exporter.

On exporte 92 TWh, mais là aussi, on va avoir la capacité de produire plus avec le parc nucléaire. Donc, je pense que tout le monde est focalisé sur cet objectif. Le gouvernement comme entreprises comme EDF.

Il y avait aussi une question sur le modèle d'affaires des renouvelables.

Bernard Fontana : Oui, pardon, le modèle d'affaire des renouvelables. Nous sommes des développeurs, donc nous amenons cette partie technique, etc. Et, la question est « devons-nous être développeur ? », quand est-il de ceux qui financent le modèle ? En fait on voit qu'en étant développeur et en prenant un ticket, on peut déconsolider valoriser notre contribution. Moi j'ai en tête la visite que mes collègues m'ont fait faire aux Emirats Arabes Unis, où il y a une ferme de 20 km², avec une capacité de 1,500 MW. Je visualise dans mon esprit la ferme sur 20 km². C'est impressionnant. Effectivement, la participation au capital est un peu supérieure à 5 %. Voilà le genre de réussite qu'on peut faire.

Mais c'est de se positionner, faire venir des partenaires, des financiers. Nos collègues y arrivent, et c'est ça le modèle vers lequel on va. On a investi avec Edison plus de 15 Mds€ dans les renouvelables, pour avoir maintenant un retour de cash et passer à un cash-flow positif tout en continuant à développer nos activités.

La Tribune : Je voulais revenir sur HPC et le fait qu'à l'intérieur de votre fourchette, le planning ait été décalée à 2030. Si je comprends bien, la partie concernant les travaux électromécaniques s'accélère actuellement, mais c'est celle qui avait pris du retard en 2025. Je comprends qu'il y a un débat à ce sujet, notamment parmi les nombreux prestataires de services qui travaillent sur ce chantier, dont beaucoup sont indépendants et passent d'une entreprise de prestataire à l'autre, ce qui soulève des questions d'organisation. Je voudrais savoir si c'est effectivement ce qui a causé le retard ou s'il y a d'autres facteurs ?

Sur la question de la modulation, il y a plusieurs experts qui pointent le fait que, effectivement, comme vous l'avez documenté, la modulation représente un coût pour EDF, mais ça aussi pourrait représenter à certains moments un gain dans la mesure où il y a beaucoup de volumes d'électricité d'EDF qui ne sont pas vendus sur le marché spot, mais sur le marché *forwards*, et au moment où les réacteurs modulent à la baisse. Mais en fait, EDF doit toujours livrer ses clients qui rachètent ses l'électricité sur le marché au moment où les prix sont bas, et donc ce différentiel pourrait représenter peut-être des centaines de millions d'euros de marge. Je voulais savoir si c'était analyse, vous pouviez la confirmer.

Aussi vous avez fait des projections de ce que ça pourrait coûter la modulation en termes de maintenance, etc. Est-ce que vous avez chiffré ce que ça vous a déjà coûté ?

J'avais une autre question sur Flamanville 3. Je crois que vous avez dit 2 TWh de production en 2025. Est-ce qu'il y a déjà des projections sur la production attendue pour Flamanville 3 en 2026 ?

J'avais aussi une question sur l'éolien en mer, où est-ce que vous en êtes sur la question du prix de 45 €/MWh sur le parc que vous avez remporté, ce prix qui semble trop juste aujourd'hui ? Et est-ce que vous êtes en discussion avec TotalEnergies pour l'extension de ce parc ?

Bernard Fontana : Sur HPC, il peut y avoir différentes interprétations. Pour moi, c'est fondamentalement un sujet de logistique. Les tubes ont été commandés, ils arrivent après des milliers de kilomètres et dans n'importe quel ordre. Il faut mettre tous ces tubes, les vannes, etc. au bon endroit. Et donc, c'est la mise au carré de la logistique

qui permet aussi la délégation, lorsqu'il y a un petit écart pour que les personnes sur place puissent décider vite, c'est de ça qu'il s'agit.

Et ce sont des enseignements qu'on tire pour la suite. Donc, on sait que les équipements et la technologie fonctionnent, et que nous savons fabriquer les équipements. Le génie civil avance. Il s'agit en réalité de l'assemblage de ces tuyaux et de la logistique. Et à l'heure actuelle, cela est déjà en cours de traitement.

On intègre déjà ces aspects logistiques. Par exemple, pour Penly, nous allons construire une voie ferrée supplémentaire, puis spécifier l'ordre d'arrivée des pièces, et organiser des espaces relais. Donc c'est un sujet essentiellement logistique.

Ensuite, vous avez évoqué la modulation, pour 33 TWh. C'est vrai qu'il y a une part de modulation qui permet d'optimiser et puis une part de modulation qui est subie par manque de plan de charge. Je pense qu'il faut qu'on intègre aussi le fait que moduler coûte et qu'on l'intègre aussi dans nos approches d'optimisation économique et qu'on voit aussi si d'autres activités peuvent moduler aussi. Donc, c'est toute cette discussion. Je pense que, une fois qu'on a fait le diagnostic, il y a un facteur de progrès.

Alors, est-ce qu'on a chiffré tout ça ? Si je vous dis que ça coûte 30 M€ de plus pour surveiller les turbines dans l'année, ce n'est pas énormément déterminant. Ce qu'il faut, c'est avoir une approche par les coûts complets du système, et c'est l'approche à laquelle RTE nous a invité à prendre. Nous allons évidemment coopérer avec eux dans ce sens-là.

Pour Flamanville 3, ce qui est prévu c'est la VC1 le 26 septembre 2026. On n'a pas d'annonce particulière de production spécifique pour Flamanville. En ce moment ils sont à 100 % de puissance, ils font leurs essais de neutronique.

Donc, ce matin, nous sommes à 53 GW installés, qui produisent et participent à l'approche d'ensemble.

L'éolien en mer, je pense que vous évoquez l'AO4. Effectivement, nos équipes avaient imaginé pouvoir mutualiser un certain nombre de choses avec l'AO8. Mais, la situation est un peu différente. Nous avons proposé une discussion, pour ajuster, parce que les circonstances ont beaucoup changé entre temps. Le modèle, à l'époque, consistait à fixer les prix 8 ans à l'avance et toute l'industrie était persuadée que les coûts allaient baisser. Mais il s'est passé le Covid, la guerre en Ukraine, l'augmentation importante des coûts, une raréfaction des bateaux. Donc le contexte est différent et c'est une demande de voir comment on peut recalculer. C'est là que nous nous en sommes.

Euractiv : J'ai deux questions. La première, sur les plans de la Commission européenne pour interdire les importations et les services nucléaires russes. Quelle est la position d'EDF ? Est-ce que vous voulez que la Commission agisse le plus vite possible, ou vous avez besoin de plus de temps ? Et quelles sont les conditions pour EDF pour accepter cette loi ?

La deuxième question est : vous avez vu les prix de l'électricité en Espagne ? Vous avez aussi publié cette étude sur la modulation et l'impact des renouvelables sur la rentabilité des réacteurs français. Je voulais savoir quel est votre plan pour vous assurer que les prochains six ou quatorze réacteurs français puissent être rentables, même si les renouvelables ont un prix beaucoup plus bas et dans un contexte de majeures interconnexions européennes.

Bernard Fontana : En matière de relations avec la Russie, nous respectons les sanctions, de façon générale, nous avons une politique de diversification de nos approvisionnements, donc certains viennent de là et après, on respecte ces politiques et nous suivons les orientations qui sont données.

Sur les nouveaux réacteurs, effectivement, ils vont intervenir. Alors, on augmente la durée de vie des réacteurs actuels, mais ils vont quand même vieillir et nos anciens, à la fin, construisaient six réacteurs par an. Donc, quand ils vont commencer à vieillir, ça va aller vite.

On a un peu plus de 55 GW installés, les 6 EPR2 ça représente 10 GW, donc ce n'est pas énorme, mais ça monte à 25 GW si vous en mettez 8 de plus. Alors ces réacteurs sont prévus effectivement pour moduler, ils vont avoir des coûts marginaux de modulation inférieurs au parc actuel grâce à l'efficacité de la partie neutronique et des combustibles sur ces réacteurs. Voilà, c'est ça le système.

Le modèle ancien qui consistait à identifier juste une génération marginale ne fonctionne plus vraiment. Il faut regarder l'ensemble du réseau, l'ensemble du coût du système, et apprécier le mérite par rapport à sa contribution dans une approche globale des coûts du système.

Je suis confiant sur le fait que nos réacteurs auront leur place, d'autant plus que, à la construction nous allons bénéficier d'un effet de série, on a annoncé qu'entre la première et la deuxième paire, on prévoyait une baisse des coûts de 15 %, on prévoit de remettre ça pour la troisième paire. Bien sûr, on ne va pas continuer jusqu'à un coût négatif, si on continue. Mais on a ces effets d'échelle, et c'est d'ailleurs comme ça que nos anciens ont construit le parc nucléaire. Donc nous sommes confiants.

Après, il y aura des interactions en Europe. Nous en bénéficions parce que nous exportons aujourd'hui plus de 92 TWh et nous disons qu'il faut rester attentif à la stabilité des systèmes, parce que nous avons pu constater que certains systèmes sont moins stables que d'autres. vous avez pu le constater qu'il y a des black-out et il faut veiller à ce que ces instabilités ne se transmettent pas. Donc il faut intégrer aussi une logique de protection des systèmes.

Le Monde : Je vais essayer d'être parcimonieux avec seulement trois questions. La première c'est que 2024 était une année hors norme, 2 Mds€ de dividendes. 2025, sauf erreur de ma part, c'est 1 Md€ de dividendes qui sont prévus. Est-ce à dire que selon vous, ça va être le rythme normal de versement de dividendes dans les années à venir ?

Deuxième question, vous avez fait mention d'un plan d'adaptation au changement climatique de l'ordre de 9 Mds€. Est-ce que vous pouvez en détailler la ventilation et le calendrier ?

Troisième question, est-ce que la récente publication de la PPE 3 vous a conduit à affiner le calendrier et les objectifs pour la décision finale d'investissement des 6 premiers EPR2, et pour l'option, ou en tout cas l'étude quant aux 8 suivants.

Bernard Fontana : Alors les dividendes, c'est l'actionnaire qui décide. Nous même, quand nous sommes actionnaires de nos filiales, nous sommes contents de prélever des dividendes pour assurer la rentabilité des capitaux que nous avons engagés. Donc ça, c'est à la main de l'actionnaire, c'est la règle dans toutes les entreprises, quelles qu'elles soient.

Ensuite, les 9 Mds€, c'est vraiment une étude rétrospective. Quel sera le débit des fleuves ? Quelle sera la température ? Comment pouvons-nous nous protéger et protéger notamment nos sources froides ? Vous avez pu voir qu'on a arrêté Gravelines avec des méduses par exemple. Ou on arrête de pomper dans la Garonne à Golfech quand l'eau est au-dessus de 28°C. On pourrait refroidir sans aucun problème.

Mais, donc il faut mettre des systèmes est-ce qu'on peut refroidir l'eau pour garantir qu'on va la remettre. Donc, c'est toute cette approche très complète de résilience. Pour les barrages on a aussi des sujets de gestion d'eau. Donc c'est tout un programme qui mériterait vraiment une présentation en tant que tel. Alors c'est une enveloppe, qui pourrait monter jusqu'à, et après il va falloir caler dans le temps, on n'a pas encore figé le rythme. Déjà, nous avons lancé un certain nombre d'actions. J'ai demandé à ce que mes collègues soient proactifs pour tout ce qui est sujet de méduses, de poissons, etc., de sources froides dans certaines rivières, et nous allons continuer dans cette direction-là.

Quant à la PPE 3, pour nous c'est une confirmation de l'orientation que nous avons et donc notre action c'est de continuer à accélérer, ce qui est le thème principal de notre engagement stratégique.

Green Univers : J'ai beaucoup de questions très courtes. La première concerne les contrats à moyen et long terme, vous nous exposez 12 CAPN, est-ce qu'on peut avoir une idée de la production que cela représente ? Et le cas échéant, si vous avez atteint vos objectifs qui étaient globalement fixés par l'Etat, est-ce que vous maintenez une politique de CAPN pour l'avenir ?

La deuxième question concerne les 3 GW de renouvelables mises en service brut, est-ce qu'on a une idée de ce que cela représente en net, pour les investissements dans l'hydro ? Est-ce qu'on peut avoir une idée de la ventilation de ce que vous avez prévu ? Sur la rotation d'actif, qu'est-ce que vous avez prévu pour les 2 prochaines années ? Je parle plutôt de rotation, disons du niveau de celle que vous avez prévue sur le renouvelable pour l'Amérique du Nord.

Sur l'AO4, pour compléter la question de ma collègue de La Tribune, sur vos discussions avec le gouvernement, ou du moins avec les instances qui gèrent les prix du MW, est-ce qu'elles pourraient être de nature à faire en sorte que Mapple Power revienne dans le projet ?

Bernard Fontana : Sur les contrats moyens termes ce sont des instruments sur le marché, et les CAPN c'est ce qu'on appelle le long terme. Il y a 18 contrats long terme dont 13 CAPN qui représentent 16 TWh.

Il se trouve que comme le marché est favorable, les clients se tournent aussi sur ces options qu'ils ont de se couvrir à 3, 4 ou 5 ans pour bénéficier de l'effet des marchés. Souvent, on voit qu'ils ont une politique combinée, c'est pour ça qu'on les agrège et qu'on vous affiche les 47 TWh. On va continuer à accompagner l'électrification, je vous ai évoqué tout à l'heure, par exemple, Exeltium, ça représente 10 TWh par an, 7 + 3 que nous avons ajouté jusqu'à fin 2036. On a certes des objectifs, mais au-delà de ça, on veut accompagner nos clients, les mettre en confiance, leur permettre d'électrifier, et notre critère c'est la vitesse à laquelle tout ça peut se passer.

Sur les 3 GW brut installé, je ne sais pas si Béatrice Buffon veut nous donner un peu plus de précisions en net.

Béatrice Buffon (Directrice exécutive Groupe en charge des activités d'EDF power solutions) : En fait, on suit en brut parce que ce qui est important c'est la réalisation des parcs et donc ce qui fait sens c'est en brut. En revanche, en productible, on regarde en net et ce qu'on voit c'est que par exemple sur EDF power solutions, l'année dernière, on a produit au global environ 50 TWh en net, qui est une directe contribution de notre chiffre d'affaires.

Bernard Fontana : Ensuite, vous m'avez posé la question sur la planification d'investissements dans l'hydraulique. Donc il y a déjà renforcement des ouvrages actuels. Alors, EDF a bien travaillé, mais quand vous possédez un ouvrage, et que vous n'êtes pas sûr d'être dessus dans deux ans, la maintenance n'est pas nécessaire une priorité. Donc ça, c'est quelque chose d'important. Ensuite, déjà, sans attendre, lançons la préparation des approvisionnements à long délai pour Montézic, car je pense qu'on peut faire une STEP.

Ensuite ça va dépendre aussi de la manière dont va être valorisé le transfert vers un régime d'autorisation sur les contrats qui sont prévus à hauteur de 70 années. Donc, c'est un peu l'ensemble de tout ça qui va nous permettre d'ajuster notre vitesse d'investissements au cours des années qui viennent.

Mais on a préféré le planifier pour être sûr qu'on a les ressources en face et que nos collègues de l'hydraulique fassent ce qu'il faut, pour tout ce qui nécessite le bon état des barrages, l'optimisation qu'on peut en faire, parce qu'on peut améliorer certains ouvrages et puis lancer sans attendre les STEP qui sont un outil formidable de stabilisation des systèmes. Donc, comme je le disais tout à l'heure, j'ai en tête 0,5 GW de renforcement des ouvrages et 2 GW de STEP, et on travaille sur les STEP à horizon 2030 pour les premiers GW produits par les STEP.

Sur la rotation des actifs, bon, là on a évoqué la partie Amérique du Nord qui est la principale, après ce ne sont pas des très gros sujets, c'est plutôt dans la vie normale des projets, je n'ai pas de détails particuliers, ce ne sont pas des choses très spectaculaires. C'est normal que les projets tournent, notamment à l'international. Donc les équipes établiront leur feuille de route, c'est à leur main ça.

A propos de l'AO4, c'est Mapple Power, qui était notre partenaire, qui a exprimé son souhait de sortir du jeu. Bon, on verra. Nous on est ouvert toujours à nos partenaires et on est prêt à continuer à travailler.

Les Echos : Sur HPC, dans votre rapport d'activité, vous mentionnez une dépréciation nette de 3,5 Mds€. Je voulais savoir comment on arrive aux 2,5 Mds€, sur lequel vous communiquez. Par ailleurs, vous indiquez aussi qu'un décalage supplémentaire de douze mois pourrait entraîner un coût supplémentaire de 1 Md€. Donc, j'aimerais connaître votre degré de confiance aujourd'hui par rapport à une mise en service en 2030, et quel montant d'investissement est prévu pour HPC et pour les EPR2 cette année, versus 2025 ? Si vous pouvez nous donner le montant pour 2025.

Et enfin sur EDF power solutions, vous mentionnez une dépréciation de 359 M€ liés à des refinancements d'actifs. Pouvez-vous nous préciser de quels actifs il s'agit ?

Bernard Fontana : Concernant le taux d'avancement d'HPC, je le suis à la semaine, le vendredi à 18h. Ils sont en train d'accélérer la cadence. On pourra être plus précis lorsqu'ils auront atteint leur palier. Pour l'instant, ils sont toujours dans une logique de

doubler régulièrement leur performance. Donc la date nous paraît raisonnable. On a préféré afficher cette prudence dès maintenant.

Il y a également des opportunités au commissioning d'aller plus vite, il y a des solutions techniques actuellement pour faire un commissioning. Vous attendez que la chaudière démarre pour lancer les phases de commissioning de la turbine, et nos anciens avaient une méthode : ils prenaient une chaudière mobile qui permettait de gagner du temps sur le commissioning. Donc c'est à la fois d'intégrer le fait que la mise en route a été plus lente, mais aussi on veut introduire les nouvelles techniques, réintroduire les techniques. En plus, une chaudière mobile pourra servir à HPC, elle pourra servir aux EPR2, etc. Donc c'est l'équilibre et on estime aujourd'hui que le meilleur jugement, c'est l'hypothèse qu'on a prise.

Claude Laruelle : D'abord sur HPC, le montant de 2,5 Mds€ c'est l'impact sur le résultat net, une fois qu'on a déduit les impôts et les participations minoritaires. C'est pour ça que vous avez deux chiffres : un impact sur l'EBIT qui est 3,5 Mds€, et l'impact sur le résultat net, qui est inférieur.

Sur les CAPEX d'investissement HPC en 2026, ils sont du même ordre de grandeur qu'en 2025. Si vous regardez le total des nouveaux projets nucléaires dans la diapositive 20, nous avons cette année 7,1 Mds€ consacrés aux nouveaux projets nucléaires. Il s'agit en grande partie du projet HPC, pour environ 5 Mds€, et en petite partie du programme EPR2. Nous allons assister à une forte augmentation des investissements sur le programme EPR2 cette année : nous poursuivons les travaux préparatoires à Penly ainsi que la construction des équipements qui équiperont les EPR2.

Concernant EDF power solution, il n'y a rien de significatif, c'est une collection de petits objets qui amène au chiffre que vous mentionniez des dépréciations.

Les investissements sur les EPR2 de cette année, on avait donné un chiffre au Conseil. Je reviendrais vers vous, je vérifierai. C'est un peu moins de 3 Mds€, 2,7 Mds€.

Bernard Fontana : On sait que le coût du projet c'est lié à sa vitesse, et donc on n'a pas strictement une gestion budgétaire, si on peut aller plus vite on va plus vite, parce qu'on sait qu'on est gagnant sur la vitesse, mais c'est l'ordre de grandeur qui vous est donné.

France 24 : Pourquoi une fourchette de production nucléaire plus large en 2028, avec une cible potentiellement plus basse, 345 TWh en 2028 ?

Ensuite, j'aimerais avoir votre sentiment sur le scénario de baisse continue des prix de l'électricité. Est-ce qu'il y a une inquiétude sur la rentabilité, le financement du projet EPR2 ? Ou alors c'est quand même une bonne nouvelle pour la compétitivité et puis le potentiel de hausse de la demande d'électricité ?

Puis enfin, on ne l'a pas évoqué dans les grandes lignes, en tout cas pas dans la présentation aujourd'hui, le projet de SMR Nuward, est-ce que c'est parce que ce n'est pas encore un enjeu financier majeur ? Où est-ce qu'on en est et quelle est la place accordée à ce projet aujourd'hui ?

Bernard Fontana : Sur la fourchette de production pour 2028. En tant qu'ingénieurs, plus on est loin dans le temps, plus les fourchettes sont larges. Également dans la fourchette élargie, de mémoire, ils ont aussi relevé la valeur haute. Bon, vous avez

compris l'état d'esprit qu'on a. Pour l'instant, avec les données, ils le faisaient dans le système actuel, mais évidemment on va essayer d'aller davantage.

Sur Nuward, oui j'aurais pu, j'aurais même dû le mentionner. Effectivement, mon prédécesseur a pris la très bonne décision de recentrer Nuward sur des technologies maîtrisées. Donc nos collègues travaillent à figer un design, d'ailleurs pour mi-année. Également, il y a des applications qui existent avec la chaleur des data centers des pays qui reviennent dans le nucléaire, etc. Donc nous avançons sur ce projet.

Nous avons fait reconnaître le projet également par la Commission européenne. Nous sommes candidats aussi en France, et nous ouvrons le capital à des partenaires qui veulent contribuer à Nuward. Pour moi, Nuward fait partie de notre stratégie. Alors on fera évidemment des points avec le Conseil d'administration. C'est un atout dans notre offre. C'est, en plus, un produit qui est standardisé. Par exemple, ils bénéficient des mêmes architectures de combustible que nos flottes nucléaires, ce qui fait que nos usines de combustible savent faire les combustibles de Nuward. On peut même moxer, etc.

Donc il y a pas mal d'atouts qui sont disponibles et ça fait partie de la gamme. Cependant, on le ferait dans une approche avec des partenaires pour faire un vrai produit européen. On aura l'occasion de communiquer là-dessus dans un futur proche.

Claude Laruelle : Sur EPR2, il y a un élément qui est quand même important, c'est le prêt, aidé par l'État, et c'est pour ça qu'on a demandé l'aval de la Commission Européenne et puis bénéficie aussi d'un Contrat pour différence. Donc, vous avez deux éléments qui viennent stabiliser le modèle de l'EPR2, c'est deux éléments qui sont quand même fondamentaux. Donc aujourd'hui, on suit l'avancement des discussions avec la Commission Européenne, et en même temps on travaille avec l'État sur toute la discussion autour du prêt qui fait plus de 50 % du coût du projet.

Bernard Fontana : Aujourd'hui on est content de la compétitivité du parc nucléaire parce que nos anciens ont lancé un programme nucléaire. C'est un investissement, et quand vous un EPR2, vous l'avez pour 60 ans, 80 ans, voire plus. Donc c'est de permettre aux générations qui suivent de bénéficier de cette compétitivité. C'est de ça qu'il s'agit.

Politico : Une question sur les EPR2, est-ce que vous avez obtenu des garanties de la Commission Européenne sur le fait de l'examen, de la procédure d'État sera bien terminée d'ici à la fin de l'année pour que vous puissiez prendre votre décision finale d'investissement ?

Et, une question sur le projet de combustible VVER qui est porté par Framatome à Lingen, est-ce que vous savez si ça avance ? Est-ce que vous avez une date pour l'obtention de la licence que doivent délivrer les autorités régionales de Basse-Saxe ?

Bernard Fontana : D'abord, on est reconnaissant à l'Etat d'avoir déposé la demande aux services de l'Etat en novembre de l'année dernière, et c'est dans le cadre d'un dialogue qui existe de suivre ce projet. C'est comme ça que ça fonctionne.

Sur les combustibles, effectivement les clients d'Europe centrale nous ont demandé de leur fournir. On a eu le droit de faire une copie, c'était signé avant les événements en Ukraine. Ce n'est pas une licence, parfois comme je lis, c'est un droit qu'on a. Les clients sont demandeurs, et nous avons deux sites pour le faire : Lingen parce qu'il est

quasiment fait pour le faire, et Romans où on investit. Donc on investit dans les deux et on verra lesquels pourront produire.

Financial Times : J'avais deux questions. Une en lien avec la modulation, vous avez mentionné en passant le potentiel risque de blackout. C'est quelque chose qu'on entend de temps en temps de la part des syndicats aussi. Est-ce que vous pouvez nous en dire un petit peu plus sur comment vous regardez ça, à quel point c'est vraiment un souci potentiel ?

Deuxièmement, sur l'électrification, vous avez donné pas mal d'exemples sur lesquels vous travaillez, mais dans un sens plus large, est-ce que vous êtes optimiste sur le fait qu'on puisse avancer vite là-dessus ? Parce que c'est ambitieux dans un moment où le budget est construit en France, il y a des élections qui arrivent, etc. Donc comment vous regardez ça dans les années qui arrivent ?

Bernard Fontana : La gestion de la stabilité du réseau, ce sont nos collègues de RTE qui ont en charge cette gestion et qui investissent, et qui sont excellent pour gérer ça. Donc, le système, le réseau français il est très robuste, très bonne qualité, et il est résilient. Cependant, effectivement, lorsqu'il y a eu le blackout en Espagne, c'est vu par des fluctuations de puissance. On les a vu arriver en France et donc on a des procédures. La centrale de Golfech s'est îlotée, donc elle s'est protégée, et ensuite elle a redémarré pour alimenter l'Espagne. Donc, il faut qu'on l'intègre, ça veut dire qu'il y a des coûts complets d'un côté, puis les lois de la physique de l'autre, puis il faut les rappeler de temps en temps et ensuite ajuster. Ça, c'est le rôle de nos collègues RTE, que je salue parce qu'ils effectuent un travail exceptionnel.

Sur l'électrification, je pense qu'il nous faut changer de braquet, et quand on veut vraiment, on y arrive. Regardez, on a trouvé un accord avec Safran qui va construire une nouvelle usine de freins carbone en France. On peut trouver un accord avec Aluminium Dunkerque, c'est 7 TWh. On a pu trouver un accord avec ArcelorMittal. Donc maintenant c'est une logique de confiance. Il faut vraiment travailler ensemble, et ça c'est formidable pour les équipes, c'est de travailler les procédés avec les industriels. On a proposé aux industries chimiques de travailler sur 8 cas précis et servir de modèle. C'est cette dynamique-là, et maintenant notre idée, ce n'est pas de dire je veux faire un plan d'électrification, c'est j'électrifie ! Nos collègues sont d'ailleurs incités à l'électrification. Moi, je pense qu'il y aura parfois des choses plus longues, des choses positives, mais la volonté est là. On a bien senti aussi le message d'importance de l'électrification au moment de la diffusion de PPE 3. Je pense que tous les acteurs sont mobilisés, et en tout cas vous pouvez compter sur EDF pour mettre le paquet sur l'électrification. Merci Béatrice, on compte sur toi et tes équipes.

Les data centers, j'ai en tête un data center près de Paris où on est allé. C'est un demi-réacteur nucléaire actuel, donc ça va très vite, ensuite quand ça vient.

Usine Nouvelle : Pour revenir sur la modulation, parler d'une évaluation du coût complet du système, que cela coûte. Je n'ai pas compris si c'était RTE qui avait calculé. Est-ce que vous pouvez nous donner une date, ou en tout cas un objectif de publication de ce coût complet, sachant que vous n'avez pas fini vous, de votre côté, si j'ai bien compris, de chiffrer ce que ça coûte ?

J'avais une autre petite question sur les objectifs d'installation de batterie, pour savoir si c'était France, ou si c'est Europe comme c'était le cas avant.

Bernard Fontana : Le coût complet, on y contribue, on a mis à disposition nos chiffres. Nous même, il faut prolonger nos estimations, mais après c'est une démarche, est-ce qu'on fait une science exacte, etc. Mais déjà on identifie, donc ce travail va continuer. Alors je ne vais pas vous donner la date, c'est effectivement RTE dans ses scénarios qui invite à l'aborder comme ça. D'un autre côté, on y contribue, mais on voit quand même les éléments sur lesquels on peut jouer, puis le travail on peut le commencer déjà sur ces sujets-là.

Sur les batteries, c'est un peu partout. Il y a des pays où on est davantage présent que d'autres. Il y a, par exemple, une forte demande au Moyen-Orient. Pour ces batteries, nous sommes positionnés sur ce type de sujets.

AFP : Prévoyez-vous de revoir votre objectif de 150 TWh de nouvelles consommations électriques en 2035 ?

Pouvez-vous faire un point sur le potentiel des hausses de puissance des réacteurs existants ? Êtes-vous en mesure de nous communiquer la puissance nominale finale retenue pour Flamanville 3 ?

Bernard Fontana : C'est l'Ambitions 2035 qui a affiché ces 150 TWh. Le constat qu'on a fait, c'est qu'on n'était pas sur la pente pour 150 TWh. La question, on l'a abordée en disant, pas en remettant en cause l'ambition et l'objectif, mais qu'est-ce qu'on fait pour accélérer, changer de braquet ? C'est comme ça qu'on l'aborde.

Sur le potentiel des hausses de puissance des réacteurs existants, je parle sous l'œil expert d'Etienne Duteil, qui est là. Si vous prenez les 900 MW, une turbine, ça dépend à qui vous parlez. Si vous parlez au vendeur de la turbine, il vous dit c'est 45 MW par réacteur. Si vous parlez aux utilisateurs, ils sont toujours prudents, ils vous disent 35. La dernière fois, j'étais dans une salle de contrôle et c'était 42. Voilà, donc ça vous donne une indication. 42 MW pour le réacteur. Ça dépend de l'eau, de la température, etc. Ça c'est pour les 900. Mais il y a aussi tout un travail qu'on peut faire sur les 1300, c'est 40 MW par réacteur. Vous en prenez 13, vous multipliez 40 par 13, et ça vous donne une indication de la puissance installée. Un demi-réacteur pour faire simple. Ensuite, il y a les 1300 où les équipes peuvent travailler aussi sur la partie réacteur, sur la partie neutronique, ça c'est en lien avec l'autorité de sûreté. Il y a aussi des opportunités dans la salle des machines, et là elles vont venir derrière. Il y a des plateaux d'équipes qui travaillent sur ces sujets-là et qui fourniront dans le temps. Donc, il y a une capacité à effectivement augmenter la puissance des réacteurs.

L'augmentation par les turbines 900 c'est classique, ça avait déjà été fait pour certains réacteurs chez EDF, ça a été fait dans le monde. Après, EDF avait un peu arrêté parce que si vous avez une perspective d'arrêter 12 réacteurs et bien vous hésitez à investir dans 12 réacteurs. Mais là, la PPE permet de tourner cette page, et dans tous les cas, j'avais invité les collègues à ne pas attendre et nous avons lancé ce programme de compléments. Peut-être, Etienne, le grand spécialiste, tu vas nous éclairer.

Etienne Duteil : L'augmentation de puissance a déjà été fait dans le passé sur 9 réacteurs de 900 MW, et donc le gain de puissance constaté est celui qu'a indiqué Bernard Fontana, c'est à dire aux alentours de 40 MW par acteurs, en agissant sur le rendement simplement de la turbine.

Ensuite, il y a un potentiel sur les réacteurs de 1300 MW qui est aux alentours de 80 à 100 MW par réacteur, avec des augmentations de puissance côté primaire, et également une optimisation de la turbine, et là ça concerne 20 réacteurs. Donc, on a relancé l'optimisation sur les 900 MW côté secondaire sur 13 réacteurs. Première opération en 2027, et ça avait déjà été fait sur 9, comme je l'ai dit. Certains ne sont pas concernés parce qu'ils ont un modèle de turbine qui est différent, qui ne présente pas le même potentiel d'optimisation, ou plutôt qui étaient déjà optimisés.

Bernard Fontana : Vous avez plein de définitions de puissances, est-ce qu'elle est thermique, électrique. Parfois les chiffres peuvent-être différents, mais pas contradictoires.

Etienne Dutheil : Il faut qu'on termine les essais parce que la puissance d'un réacteur dépend de tout un tas de paramètres, à commencer par la température de la source froide. C'est pour ça que tout à l'heure Bernard disait que ça varie entre 35, 45, etc. Ça dépend également des réglages qu'on a effectué sur ce qu'on appelle le poste d'eau, c'est-à-dire la partie qui se trouve en salle des machines. C'est à l'issue de campagnes d'essai et d'un certain temps dans des plages de fonctionnement où on aura testé différentes températures de sources froides qu'on connaîtra vraiment quelle est la puissance nominale de Flamanville 3, vraiment à quelques MW près, parce qu'aujourd'hui Flamanville 3 1500 MW sur le réseau, mais c'est quelque chose qui est à affiner. Ça dépend beaucoup de la qualité des réglages, et il faut du temps pour régler complètement un poste d'eau, surtout sur une centrale d'un nouveau modèle, qui vient de démarrer.

Enerpresse : La PPE 3 évoque la récupération de chaleur des réacteurs nucléaires. Menez-vous des travaux sur ce sujet qui avait été évoqué à l'origine du parc ?

Bernard Fontana : Il y a des réacteurs, il y a des serres à côté d'un certain nombre de réacteurs, donc ça existe. Ce sujet est particulièrement d'actualité avec Nuward qu'on a évoqué tout à l'heure. Puisque Nuward se positionne aussi comme un fournisseur de chaleur, d'ailleurs candidat pour la ville d'Helsinki. Là, ça améliore le rendement en quelque sorte. Après, ce sont des sujets qui sont ouverts, je ne sais pas si tu as des compléments à dire Etienne.

Etienne Duteil : Oui, c'est un sujet qu'on a réouvert aujourd'hui, ça se fait avec la chaleur fatale. C'est-à-dire qu'on alimente des serres avec l'eau qui sort du condenseur, on peut aller plus loin en soutirant une partie de la vapeur, qui ne serait donc plus utilisée en totalité dans la turbine, mais seulement partiellement, pour ensuite fabriquer de la vapeur de process pour du chauffage urbain pour des industriels. C'est une possibilité qui est utilisée ailleurs, essentiellement en Europe de l'Est, et qui a été étudiée pour le parc nucléaire français, mais jamais mis en œuvre. Aujourd'hui, on est en train de le reconsidérer. Donc, c'est quelque chose que nous pourrions faire à l'avenir. La vapeur ainsi produite pouvant se transporter, pas sur des distances très longues, mais tout de même.

Je vous remercie à toutes et à tous, Merci Bernard, Merci Claude.