

Résultats annuels 2024

Vendredi 21 février 2025

Luc Rémont, Président-Directeur général d'EDF

Bonjour à toutes et à tous. C'est un vrai plaisir d'être avec vous, introduit par ce petit film qui montre à quel point cette année 2024 a été pour nous une année de très forte intensité. On adore les watt chez EDF, on est spécialiste de l'électricité, ça vous montre à quel point cette année 2024 a été d'une intensité forte, et je veux, en disant cela, rendre hommage aux 180 000 femmes et hommes du Groupe qui ont pendant toute l'année mis la totalité de leur engagement, de leur talent au service d'un défi opérationnel qui était colossal et de la préparation du futur système électrique et de l'électrification de nos clients.

Je vais retracer avec vous cette année 2024, mais au-delà, je voudrais partager avec vous ce que fait le Groupe, au-delà de sa Raison d'être, apporter de l'énergie décarbonée à nos clients pour être celui qui permet la transition énergétique, ce qui va définir pour les dix ans qui viennent notre ambition pour réaliser cette transition énergétique.

Bâtir le système électrique de demain

Ceci, nous le définissons dans le cadre du projet d'entreprise que nous déployons avec l'ensemble de nos collègues depuis le milieu de l'année dernière qui s'appelle « Ambitions 2035 » et qui focalise notre attention, nos efforts et nos priorités sur quatre piliers qui représentent les quatre piliers fondamentaux du succès de l'électrification et de la décarbonation.

- **Le premier de ces piliers c'est nos clients.** Les accompagner dans la décarbonation c'est notre raison d'être, et pour cela nous nous sommes fixés des objectifs ambitieux pour les années qui viennent. La première ambition du Groupe c'est de faire réussir l'électricité chez nos clients. Vous savez qu'aujourd'hui beaucoup d'efforts sont engagés pour développer les moyens de production et de réseau pour l'électricité. Mais il y a, en Europe et dans l'ensemble du monde, un premier défi qui est l'adoption de l'électricité avec une demande électrique qui, aujourd'hui, est toujours au même niveau qu'il y a 20 ans. Donc notre premier défi chez EDF est d'accompagner les clients vers l'électricité, les amener à préférer l'électricité. Nous nous fixons un niveau ambitieux d'accompagnement par le fait de créer avec nos clients une demande électrique supplémentaire de 150 TWh en France. Je rappelle que la demande française d'électricité aujourd'hui est de l'ordre de 400 TWh. 150 TWh de demande électrique supplémentaire accompagnée par EDF est notre première ambition qui permettra d'aller chercher des usages de l'énergie aujourd'hui carbonés fossiles pour les amener vers une utilisation de l'électricité décarbonée. Concrètement, ça se traduit par le fait d'aller multiplier le nombre de clients avec lesquels nous avons une offre de décarbonation dans nos quatre principaux pays d'opération, qui sont la France, le Royaume-Uni, l'Italie et la Belgique, et d'aller chercher 45 Mt CO₂ évitées par an dans ces pays, ce qui est en gros une multiplication par trois de notre performance d'aujourd'hui à atteindre dans la décennie à venir.

- Cette réussite de l'accompagnement de nos clients détermine nos ambitions, nos capacités d'agir sur les autres piliers prioritaires du Groupe, qui sont **la production bas carbone**. Je reviendrai dans un instant sur notre production de l'année 2024. Nous avons l'ambition d'augmenter notre production bas carbone pour accompagner la demande électrique des clients, avec des caractéristiques qui sont propres au groupe EDF, qui est d'être capable de livrer 24 / 24, d'être celui qui permet au système électrique d'avoir une masse de production qui accompagne la totalité des usages et qui suit la demande des clients qui change d'heure en heure ; et d'avoir une disponibilité au travers de 75% d'actifs pilotables d'une production électrique qui permet au système électrique d'être résilient. Pour faire cela nous avons besoin, dans notre capacité industrielle de construction, de monter à l'échelle de nos constructions de nouveaux réacteurs nucléaires, puisque c'est le domaine dans lequel le groupe EDF est également son propre industriel. Pour cela, nous avons l'ambition d'amener d'ici 2035, notre capacité de construction de réacteurs nucléaires à une livraison de deux réacteurs nucléaires par an. Pas uniquement pour le groupe EDF. Ça veut dire probablement un pour le groupe EDF, un pour un autre client. C'est au travers de cette ambition que nous reflétons la capacité du Groupe à accompagner également d'autres électriciens notamment européens vers le besoin de créer un système électrique résilient avec suffisamment de capacité décarbonée commandable qui nécessitera du nucléaire.

Dans le domaine du renouvelable, nous allons continuer notre développement avec un métier de développeur. Ça veut dire qu'avec d'autres partenaires financiers, nous allons continuer de développer des projets. Vous avez vu dans le film un certain nombre de projets à l'étranger. Nous y mettons évidemment une petite quote-part de capital, mais nous allons chercher des partenaires financiers parce que ce que nous apportons, groupe EDF, c'est le savoir-faire de ces projets, la connaissance de la technologie, du système électrique et la façon de développer ces projets pour être le meilleur développeur possible dans les différentes géographies dans lesquelles nous travaillons. C'est pour ça que notre ambition dans ce métier de développeur s'exprime en GW bruts. Ça veut dire, non pas ceux qui sont notre quote-part du capital, mais ceux que nous déclenchons avec des partenaires financiers. Cette ambition est supérieure à notre niveau de raccordement aujourd'hui de GW bruts. Elle nous amène à 8 GW bruts en moyenne sur la période 2024-2035, ce qui montre notre ambition de continuer de faire grandir ce métier de développeur.

La règle absolue, c'est de rendre l'électricité disponible au maximum en toute sûreté et dans les délais. C'est notre règle commune pour l'ensemble des activités du Groupe pour être dans la meilleure performance industrielle possible dans nos métiers.

Enfin, je reviendrai tout à l'heure sur la performance de 2024 en CO₂ pour notre production. Notre ambition est d'amener notre niveau d'intensité carbone sur notre production électrique à 22 gCO₂ / kWh produit en moyenne, ce qui pour un électricien qui produit 24/24 nous met au meilleur niveau mondial.

- **Le troisième pilier de notre stratégie est focalisé sur les réseaux**. Il n'y a pas de système électrique qui fonctionne sans des réseaux performants, résilients. Ils doivent s'adapter à une nouvelle donne électrique beaucoup plus décentralisée, plus instable aussi, et qui doit véhiculer beaucoup plus d'électricité pour accompagner l'évolution des usages vers l'électricité. En tant qu'actionnaire d'entreprises de réseaux qui sont gérées en indépendance, notre ambition est de pouvoir accompagner ces activités de réseau pour suivre les besoins de raccordement des clients qu'ils soient sous-titres ou injecteurs, mais également s'assurer de la résilience de nos réseaux dans un environnement climatique qui est de plus en plus tendu avec des spécificités, notamment pour les zones non interconnectées, dans un

environnement qui doit les amener vers plus de renouvelables et qui doit s'accommoder de beaucoup plus d'instabilité.

- **Le quatrième et dernier pilier**, et ça suffit ces quatre piliers à résumer les enjeux et la stratégie du groupe EDF, **concerne la flexibilité** puisqu'un système électrique avec beaucoup plus d'intermittence et plus d'usage nécessite plus de flexibilité. Nous avons vocation à être le leader des activités de flexibilité et une ambition de déployer d'ici 2035 27 GW de flexibilité de toute nature : des flexibilités commerciales avec les clients, des flexibilités d'actifs, de production ou de stockage. L'ensemble de ces moyens sera nécessaire pour assurer la résilience de notre système électrique. C'est la raison pour laquelle c'est notre quatrième pilier de priorités du Groupe.

C'est un résumé très court, mais nous allons désormais continuer de vous expliquer au fur et à mesure des mois et des semestres comment nous nous situons par rapport à cette ambition. Et c'est bien l'ensemble de ces éléments qui va guider l'action du Groupe dans les mois et les années qui viennent.

L'électricité bas carbone est disponible, utilisons la

Je reviens maintenant à là où nous en sommes, au début de ce chemin vers 2035. L'électricité bas carbone est disponible puisque nous avons remonté notre niveau de production à un niveau tout à fait satisfaisant et à une vitesse plus que satisfaisante, tout à fait remarquable. Notre plus grand défi maintenant c'est de l'utiliser. Cette électricité bas carbone, avec 53 TWh d'augmentation de notre production en 2024 par rapport à 2023, pour emmener la totalité de la production du Groupe à 520 TWh, 21% d'augmentation de la production grâce notamment à la disponibilité du nucléaire, mais également à la disponibilité dans une hydraulité favorable de notre production hydroélectrique, a permis à la France d'exporter 89 TWh net en 2024, c'est-à-dire 78% de plus qu'en 2023. Nous avons l'électricité disponible aujourd'hui pour préférer l'électricité dans nos usages.

C'est à nous, EDF, de convaincre nos clients, de les accompagner pour leur permettre d'avoir confiance dans cette électricité. Et pour ça, il faut commencer par leur donner une visibilité de long terme ou de moyen terme sur les conditions de commercialisation de l'électricité, et c'est ce que nous avons fait pendant toute l'année 2024 en commençant le déploiement de notre politique commerciale sur laquelle je vais revenir.

Deuxième élément, pour avoir confiance dans l'électricité, il faut des moments clés dans lesquels on démontre ce que l'électricité peut faire. Nous avons eu la chance que le Comité International Olympique et le Comité français pour l'organisation des Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris fasse le pari qui pouvait paraître insensé de reposer l'ensemble des Jeux Olympiques sur le réseau électrique français. C'était la première fois qu'une compétition sportive de grande taille faisait le pari du réseau électrique. Ce pari a été gagnant. C'est une première mondiale qui va maintenant servir de référence pour toutes les compétitions sportives, et nous en sommes très heureux. C'est très largement une mobilisation de tout le Groupe, mais en particulier un grand succès pour notre filiale Enedis.

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone

Je vais commencer par le premier pilier que je décrivais, qui est accompagner nos clients dans la réduction de leur empreinte carbone, en vous donnant les éléments de progrès que nous avons atteints dès l'année 2024 dans cette direction. Je parlais tout à l'heure de donner confiance dans l'électricité et notamment dans ces conditions économiques de moyen terme. Nous avons commencé à déployer notre politique commerciale fin 2023 et c'est l'année 2024 qui est notre première année de déploiement complet, avec 6 000 contrats de fourniture d'électricité signés représentant environ 22 TWh pour 2028, 12 TWh pour 2029, et à un passage de 28 mois à 39 mois d'échéance moyenne des contrats signés en 2024 par rapport à 2023. Ça veut dire que nos clients, notamment entreprises, ont bien compris l'intérêt qu'il y a à avoir des conditions définies sur le plus long terme possible parce que ces contrats définis convergent intrinsèquement vers l'économie de l'électricité, et donc, sont beaucoup moins susceptibles de volatilité du fait d'événements exogènes.

Le deuxième élément est que nous avons travaillé avec un nombre plus réduit d'industriels ayant des caractéristiques particulières, plutôt des industriels électro-intensifs, sur des contrats à encore plus long terme, qui sont les fameux contrats d'allocation de production nucléaire pour lesquels nous avons 9 lettres d'intention signées. Elles sont des contrats pratiquement finalisés, il leur reste simplement à les déclencher au moment où ils décident de les rendre fermes, et puis un contrat ferme à date, et nous continuons d'avoir des discussions détaillées et intenses avec un nombre important de ces industriels dont j'ai confiance dans le fait qu'à court terme nous allons les finaliser. Ceci représente d'ores et déjà plus de 12 TWh annuels sur une période largement supérieure à l'horizon 2030.

Nous continuons d'alimenter également le marché, c'est-à-dire également nos concurrents potentiels sur le marché de détail, en offrant tous les jours, sur les horizons 4 à 5 ans, un ruban de puissance de 5 MW pour une période au-delà de 3 ans, qui permet à l'ensemble du marché d'avoir accès tous les jours sous forme d'enchères à de l'électricité à horizon moyen terme.

Nous continuons de développer des nouvelles offres de fourniture d'électricité flexibles et de services pour le pilotage du chauffage et l'ensemble des usages pour les clients résidentiels. Voilà en résumé là où nous en sommes, de l'effort commercial qui doit nous permettre de faire préférer l'électricité à l'ensemble de nos clients.

Notre performance commerciale sur l'année se traduit par une hausse de 1,5% de notre portefeuille client à 41,5 millions fin 2024 sur l'ensemble des pays du G4, c'est-à-dire, France, Royaume-Uni, Italie, Belgique.

Sur la décarbonation des usages, vous avez vu l'ambition que nous avons formulé pour 2035 et 2030 : 30 Mt évitées en 2030, 45 Mt évitées en 2035. Nous sommes à 13,4 Mt, c'est-à-dire 1 Mt de mieux qu'en 2023, ce qui montre le début de la pente mais aussi le degré d'ambition que nous avons pour 2030 et 2035, ce qui nous amène à ne pas mollir pour aller chercher ces projets de décarbonation.

Nous en avons deux, dont un a été montrés dans le film, un très beau projet avec Swiss Krono, qui consiste en la décarbonation complète de l'ensemble du processus de cet industriel grâce à la biomasse installée par notre filiale Dalkia qui représente 35 000 tCO₂ évitées par an et puis un autre en Italie grâce à notre filiale Edison dans une usine Michelin à Cuneo qui représente 18 000 tCO₂ évitées par an.

Dans le domaine de l'usage de l'électricité, nous avons également continué d'accélérer en 2024 l'installation et la gestion de bornes de recharge dans les pays du G4, ça représente 18% d'augmentation des points de charge déployés ou gérés, soit un peu plus de 400 000 points. Voilà, en résumé, les résultats de notre action dans le domaine de l'accompagnement de nos clients. Je passe maintenant au domaine de la production.

Produire plus d'électricité bas carbone

Je disais tout à l'heure, 520 TWh de production totale du Groupe. 94% de ces 520 TWh sont décarbonés. Notre production décarbonée représente 490 TWh, ce qui nous place au meilleur rang mondial disponible H24 7 / 7. C'est une vraie performance opérationnelle avec 41,3 TWh de production nucléaire en France supplémentaire grâce à l'optimisation des arrêts de tranches et au succès du programme START 2025. Sur l'année, 16 tranches en arrêt sont rentrées en production avant le délai prévu. Ça veut dire que notre optimisation industrielle sur la gestion des arrêts de tranches donne sa mesure et nous allons continuer de travailler dans la durée sur cette performance opérationnelle.

Plus 12,7 TWh de production hydraulique dans un contexte d'hydraulicité exceptionnelle. Alors vous me direz c'est l'eau tombée qui détermine ça. Mais il faut aussi être disponible en permanence pour pouvoir turbiner cette eau et il faut aussi pouvoir gérer les phénomènes de crue qui ont été nombreux et qui ont donc soumis notre système hydroélectrique à des périodes complexes à gérer pour l'ensemble de nos équipes hydroélectriques.

Et plus 1,8 TWh de production solaire et éolienne notamment grâce aux mises en service. Tout ceci nous amène à une intensité carbone de 30 g CO₂ / kWh contre 37 g CO₂ / kWh en 2023, c'est à dire que nous atteignons en 2024 notre objectif de 2030. Il va falloir le tenir et continuer de s'améliorer pour que nous allions chercher toujours un peu mieux et, si possible, être en avance sur notre objectif de 22 g CO₂ / kWh produit en 2035.

Dans le domaine des constructions neuves, l'année 2024 est marquée par la connexion au réseau de l'EPR de Flamanville le 21 décembre, après une divergence le 3 septembre. Nous sommes maintenant à la phase d'essai et nous avons pour ambition d'arriver à 100% de la puissance d'ici l'été pour préparer la mise en service industrielle du réacteur. Nous avons obtenu le 31 janvier l'autorisation de l'ASNR pour passer à une puissance supérieure à 25%, donc les essais de montée en puissance se poursuivent.

Du côté de Hinkley Point C, nous avons franchi un jalon important, la mise en place de la cuve du réacteur numéro 1 dans son emplacement final ; elle a été fournie par Framatome. Nous entrons maintenant dans l'intégration électromécanique du réacteur numéro 1, alors que les travaux du génie civil sur le réacteur numéro 2 s'accélèrent et vont se terminer dans un horizon relativement court maintenant.

Sur EPR2, nous avons franchi un jalon majeur, la revue de maturité du design initial du réacteur et nous sommes passés dans la phase de définition détaillée des principaux bâtiments de l'îlot nucléaire.

Enfin sur les projets de Small Modular Reactor, nous avons fait pivoter stratégiquement notre projet Nuward dans le courant de l'année pour le focaliser là où nous pensons que le marché va se situer pour les réacteurs de moyenne taille modulaire. Ce marché est fait de design sur base de technologies éprouvées avec un objectif qui nous permettra de couvrir des besoins qui peuvent être à la fois d'électricité et de chaleur.

Voilà pour la production, je vais dire un mot des réseaux.

Développer les réseaux pour faire face aux défis de la transition énergétique

Très belle performance de nos filiales de réseau sur cette année 2024 avec notamment 5,1 GW de puissance installée de recharge de véhicules raccordés, et 5,5 GW de capacité renouvelable raccordée sur le réseau de distribution en 2024 contre 4,2 GW en 2023.

Je suis heureux de dire que, pour la troisième année consécutive, Enedis a été reconnu à l'échelle mondiale comme le meilleur réseau intelligent du monde. Trois années de suite, c'est un peu comme si on gagnait chaque année la Coupe du Monde. Je pense que ça mérite des félicitations pour les équipes d'Enedis.

En passant de la Coupe du Monde aux Jeux Olympiques, j'ai déjà mentionné la réussite de l'ensemble des épreuves des Jeux Olympiques totalement raccordés au réseau, mais au-delà de ce raccordement au réseau, ça a permis de réduire de 80% les émissions de CO₂ en matière d'énergie pour Paris 2024.

Un dernier élément qui n'est pas anecdotique parce qu'il reflète également une tendance, c'est que nous avons dû gérer en 2024 plus d'événements climatiques que toutes les années précédentes. Nous continuons de faire face à des événements climatiques qui affectent pas seulement nos activités de réseau, mais notamment nos activités de réseau, et qui ont conduit par deux fois dans l'année à une mobilisation exceptionnelle des moyens d'EDF SEI, qui est notre division du Groupe chargée des territoires insulaires, appuyée par Enedis, la force d'action rapide du nucléaire et l'ensemble des moyens du Groupe, notamment pour faire face à deux cyclones : le cyclone Chido tout à fait en fin d'année, à Mayotte, dont vous avez tous suivi à la fois l'intensité et l'ampleur des dégâts qu'il a provoqué sur l'île de Mayotte ; mais également il y a un peu plus d'un an, sur le cyclone Belal à La Réunion. Dans les deux cas, la mobilisation extrêmement forte du Groupe a permis de raccorder au plus vite les clients qui avaient perdu l'alimentation électrique. Dans le cadre de Chido, nous avons pu, en soutenant Electricité de Mayotte, et avec tous les partenaires qui se sont associés à cet effort, raccorder 90% des clients le 18 janvier, 100% le 31 janvier, et dans le cadre du cyclone Belal, 90% des clients de La Réunion étaient réalimentés sous 48 heures après la fin de l'alerte rouge par EDF SEI. Ces deux phénomènes ont été absolument majeurs et ont mobilisé l'ensemble du Groupe.

J'ajoute à ça les phénomènes de crue que j'ai déjà mentionné en France, où nous avons eu sur certains bassins versants un nombre de crue dans l'année sans précédent. Je pense par exemple au bassin Durance-Verdon qui a vu passer 12 épisodes de crue sur l'année 2024, et qui a nécessité un pilotage opérationnel de bout en bout de l'ensemble des chaînes de barrage qui a sollicité nos équipes et leur savoir-faire pour gérer ces phénomènes.

Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

Deuxième élément qui reflète une tendance dans le domaine, le quatrième pilier des priorités du Groupe, ce sont les solutions de flexibilité. Je voudrais partager avec vous l'évolution du système électrique tel que nous la vivons et nous l'avons vécu sur l'année 2024.

Dans des circonstances de demandes électriques qui restent assez faibles et de moyens de production qui sont abondants et en partie intermittents, une multiplication du nombre d'heures à prix horaire inférieur à 10 €/MW, qui a représenté en 2024 15% du temps, 1 366 heures, soit à peu près trois fois ce qui était vécu sur l'année 2023. Alors qu'est-ce que ça veut dire des prix horaires inférieurs à 10 €/MW ? Ça ne veut pas dire que le coût de l'électricité est inférieur à 10 €/MW, parce que le coût de l'électricité doit intégrer les obligations d'achat, les compléments de rémunération etc. qui se retrouvent ailleurs dans le prix, mais ça veut dire que le système électrique doit s'adapter à ces prix horaires. Ça se traduit par une instabilité plus forte du système dans la journée, qui nécessite notamment, vu de l'opérateur de moyens commandables que nous sommes, une plus grande modulation du nucléaire.

On vous a mis là un exemple de journée de production, qui est assez représentatif d'une journée de printemps, qui est le 11 mai de l'année dernière, dans laquelle vous voyez un pic de modulation que nous avons réalisé en orange en bas pour effacer la cloche solaire, qui est ce que vous voyez au milieu, qui est la production solaire qui est multipliée. Puis vous voyez en orange la courbe des prix, qui amène les prix à des prix à zéro voire négatifs à certains moments. Gérer le système avec cette volatilité devient un défi pour l'ensemble du système électrique. Ça devient un défi pour le Groupe EDF aussi, parce que sur cette journée-là nous avons modulé 22 réacteurs, c'est-à-dire que nous avons baissé la puissance de 22 réacteurs, et dans certains cas nous allons jusqu'à éteindre un certain nombre de réacteurs pour un certain nombre d'heures. Ceci est une nouvelle donne de l'électricité à laquelle nous devons préparer le système électrique tout entier.

Face à cette nouvelle donne, nous devons augmenter la flexibilité des clients. C'est pour ça que nous avons multiplié les offres de flexibilité aux clients avec 18% d'augmentation de nos offres flexibles, c'est à dire 2,1 GW de capacité dans les offres de flexibilité au sein des pays du G4, et que nous continuons de travailler sur la décarbonation de tous les moyens flexibles, y compris les moyens thermiques, parce que cette instabilité qui est là sur le territoire hexagonal, elle est également multipliée sur les territoires insulaires, qui sont un vrai laboratoire de la gestion future de la stabilité électrique.

En ce sens, le lancement du projet de centrale à biomasse liquide du Ricanto en fin d'année pour remplacer la centrale thermique du Vazzio va permettre à la Corse de disposer de moyens de production décarbonés commandables pour assurer l'équilibre électrique futur du territoire corse avec des moyens décarbonés.

De la même façon, nous avons mis en service la centrale à cycle combiné gaz de Presenzano en Italie, qui réduit de 30% les émissions de CO₂ par rapport aux turbines précédentes et sera prête à utiliser l'hydrogène comme combustible en assurant une production électrique commandable. Voilà les illustrations de ce que signifie pour nous l'urgence et les besoins de développer la flexibilité de l'ensemble du système électrique et le rôle du groupe EDF pour assurer cette flexibilité dans toutes ces dimensions.

Nouvelle architecture RSE et rehaussement des objectifs

Nous faisons tout cela avec un objectif qui correspond à la Raison d'être du Groupe, qui est de bâtir le système électrique de demain pour acheminer cette électricité, cette énergie décarbonée à l'ensemble de nos clients. L'ensemble de notre stratégie RSE est construite autour de cette Raison d'être avec l'objectif de continuer de baisser agressivement nos émissions, puisque nous sommes aujourd'hui à une ambition de les baisser de 65% par rapport à 2017. Sur le scope 3, nous avons une ambition d'une baisse de 45% à l'horizon 2035, 30% à horizon 2027 par rapport à 2019.

Pour atteindre ces ambitions, notre objectif est d'obtenir des vraies décarbonations. Nous n'atteignons pas ces ambitions en sortant simplement du périmètre du Groupe des actifs carbonés. Ça n'a pas de sens parce que notre objectif est d'aller chercher la décarbonation du client. Pour ce faire, pour un Groupe qui est à 94% décarboné, il est aussi compréhensible que nous gardions un certain nombre d'activités qui aujourd'hui sont carbonées parce qu'elles nous permettent de travailler avec le client sur la décarbonation de ses usages. C'est pour ça que nous tolérons des courbes dans lesquels nous allons garder un certain nombre de relations avec des clients par exemple sur du gaz. L'objectif étant, à partir du gaz, de les accompagner dans la décarbonation. C'est vraiment une méthode efficace de décarbonation parce que à partir du moment où on est vraiment avec le client dans l'ensemble de son équation énergétique, on a beaucoup plus de facultés de déterminer avec eux un parcours de décarbonation, ce qui est absolument la Raison d'être du Groupe.

Dans les autres domaines de la responsabilité sociale, et environnementale, nous continuons d'avoir une stratégie de recrutement stable et ambitieuse pour attirer vers nos métiers les jeunes et développer la mixité. Nous avons atteint en 2024 un recrutement de 20 000 collaborateurs en France dont 10 000 recrutements en CDI, 4 500 alternants, 5 000 stagiaires. Tout ceci nous permet de continuer de développer les savoir-faire indispensables à nos métiers qui ont un impact positif sur l'environnement et sur la soutenabilité. Nous comptons le fait qu'ils attirent davantage de talents à l'avenir.

Enfin, nous continuons de travailler sur la proportion de femmes parmi les dirigeants, avec une légère amélioration de 26,7% par rapport à 24% entre 2024 et 2023. Mais vous voyez que nous sommes encore loin de l'ambition, donc il nous reste du travail, messieurs et mesdames.

Des résultats 2024 solides portés par une excellente performance opérationnelle déjà marqués par la baisse des prix de marché

Pour terminer sur nos chiffres que vous avez vus brièvement dans le film : un EBITDA sur 2024 de 36,5 Mds€ comparé à 39,9 Mds€ en 2023, expliqué par une très forte amélioration de la performance opérationnelle dans un environnement de baisse des prix. Un endettement financier net stable, conformément à notre objectif, à 54,3 Mds€. Un résultat net courant qui reflète l'évolution de l'EBITDA à 15,2 Mds€ comparé à 18,5 Mds€ en 2023 et un résultat net part du Groupe de 11,4 Mds€ comparé à 10 Mds€ en 2023.

Je vous remercie, je vais passer la parole maintenant à Xavier qui va être plus précis que moi et que je ne saurais l'être sur l'explication de nos résultats.

Xavier Girre, Directeur exécutif Groupe – Performance Impact Investissement et Finance, EDF

Bonjour à toutes et bonjour à tous. Je suis très heureux de vous retrouver pour revenir avec vous sur les chiffres clés de l'année écoulée.

Résultats financiers 2024 : stabilisation de la dette financière nette

Tout d'abord, le chiffre d'affaires s'élevait à 118,7 Mds€. La baisse organique de 15,7% est directement liée à la baisse des prix de l'énergie.

L'EBITDA à 36,5 Mds€ est le deuxième plus haut jamais enregistré grâce à l'excellente performance opérationnelle de l'année et malgré l'impact significatif de la baisse des prix.

Le résultat net courant s'établit à 15,2 Mds€ suivant la même évolution que l'EBITDA et le résultat net part du Groupe à 11,4 Mds€.

L'endettement financier net, ainsi que l'a souligné Luc Rémont à l'instant, est stable à 54,3 Mds€.

Le ratio d'endettement financier net rapporté à l'EBITDA est solide cette année encore et s'établit à 1,49x.

EBITDA : excellente performance opérationnelle et effets de la baisse des prix de marché

Si je rentre maintenant un peu plus dans l'analyse de l'EBITDA qui passe donc de 39,9 Mds€, qui était le niveau historique de 2023, à 36,5 Mds€ en 2024, deuxième meilleure année du Groupe sur cet indicateur.

Premier élément d'explication, la très forte progression de la production, tant nucléaire qu'hydraulique, pour un total de 53 TWh additionnels, a contribué positivement pour 4 Mds€. Ce sont les deux premières barres vertes de ce graphique.

Deuxièmement, la baisse des prix a eu un impact combiné estimé à moins 6,2 Mds€ répartis en trois composantes qui sont les trois barres suivantes. Tout d'abord, la baisse des prix d'électricité sur nos ventes dans la continuité de ce que j'avais présenté lors des résultats semestriels a été estimée à - 18,5 Mds€. A contrario, la baisse des prix a réduit de 11 Mds€ le coût des achats nets réalisés sur les marchés. Moins d'achats en volume et à des prix moins élevés. Enfin, troisième composante, le coût du rachat des pertes de réseau par Enedis a été réduit de 1,3 milliard d'euros du fait de la baisse des prix de marché.

La dernière colonne de ce graphique retranscrit essentiellement la baisse de l'EBITDA d'EDF Trading dans un contexte de recul de la volatilité et des prix sur les marchés de matières premières, même si EDF Trading a enregistré sa troisième meilleure performance après 2022 et 2023.

Forte progression de la production nucléaire et hydraulique en France

Ce slide montre la très forte progression de la production nucléaire et hydraulique en France, grâce à une parfaite maîtrise opérationnelle et à une hydraulité exceptionnelle en France en 2024, comme cela est précisé dans le graphique en bas à droite.

EBIT

S'agissant maintenant du résultat d'exploitation ou EBIT, il atteint un niveau historiquement élevé à 18,3 Mds€ en hausse de 5,2 Mds€ parce que les pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation qui, certes contribuent négativement pour moins 6,6 Mds€ en 2024, avaient contribué négativement pour moins 16 Mds€ en 2023 vous vous en souvenez, du fait

en particulier des dépréciations que nous avons passé sur le projet Hinkley Point C et le goodwill de EDF Energy en Grande-Bretagne. Pour 2024, ces pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation intègrent une dépréciation du projet Hinkley Point C à hauteur de 1,1 milliard exclusivement en lien avec la révision du taux d'inflation moyen et long terme. Deuxièmement, la nouvelle estimation des coûts prévisionnels d'entreposage des combustibles usés en France pour un impact de moins de 3,2 Mds€, ainsi qu'une réévaluation du coût d'entreposage profond, dit CIGEO, pour moins de 0,8 Mds€. Enfin, une provision de près de 600 M€, 573 exactement, pour risques environnementaux chez Edison.

Résultat financier

Le résultat financier s'établit à -0,9 Mds€, soit une amélioration de 2,4 Mds€ par rapport à 2023. Ceci peut s'analyser selon trois éléments :

- Tout d'abord, le coût de l'endettement financier net pour - 4,1 Mds€ est quasiment stable par rapport à 2023 après plusieurs années de hausse dans le contexte de taux d'intérêt croissant que nous connaissons. Cela a été possible grâce à notre gestion active de la dette. La maturité de la dette financière s'allonge, passant de 11 ans fin 2023 à 13 ans fin 2024, et le coupon moyen a baissé d'un quart de point à 3,85 %. Cela a été permis par les émissions obligataires, réalisées pour environ 6,7 Mds€, la baisse des dettes court terme et des remboursements anticipés de prêts bancaires pour ainsi capter le début de baisse des taux d'intérêt.

- Deuxièmement, la charge des actualisations pour -3,2 Mds€ en amélioration de 0,8 Mds€. Elle bénéficie notamment pour 0,5 Mds€ de l'augmentation du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires, qui est passé de 2,5% fin 2023 à 2,6% fin 2024. Ce taux était resté stable en 2023.

- Troisièmement, les autres produits et charges financiers pour 6,4 Mds€ sont en amélioration de 1,9 Mds€. Il s'explique par la très bonne performance du portefeuille des actifs dédiés, qui a atteint un rendement de 10,8%, permis en particulier par l'évolution favorable des marchés actions.

Le résultat financier courant s'établit à -3,7 Mds€, en amélioration de 1,9 Mds€. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier, la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédié.

Résultat net

Le résultat net part du Groupe s'élève à 11,4 Mds€ en progression de 1,4 Mds€. Outre l'EBIT, le résultat d'exploitation et le résultat financier que je viens de détailler, l'impôt sur le résultat représente une charge de 4,9 Mds€, en augmentation de 2,4 Mds€ en lien avec la hausse du résultat avant impôt.

La quote-part de résultat net des co-entreprises et entreprises associées intègre une dépréciation du projet éolien en mer Atlantic Shores aux États-Unis pour 0,9 Mds€.

Une fois retraités des éléments non courants, notamment les justes valeurs et la nouvelle estimation des coûts prévisionnels d'entreposage des combustibles usés net d'impôt, le résultat net courant s'établit à 15,2 Mds€ en baisse de 3,3 Mds€.

Stabilisation de l'endettement financier net

Quelques mots maintenant sur l'évolution du cashflow et de la dette financière nette. Le cashflow du Groupe est positif, à 3,9 Mds€. Il s'explique par un EBITDA cash de 35 Mds€ ; également par une augmentation du besoin en fonds de roulement de 1,5 Md€ qui est lié

d'une part à la fin du mécanisme de bouclier tarifaire et d'autre part à la baisse des prix qui fait que si le Groupe avait en 2023 une dette à l'égard du système, fin 2024, le Groupe a une créance du fait de cette baisse des prix.

Augmentation des investissements nets en cohérence avec les objectifs stratégiques du Groupe

Puis, il s'explique enfin, ce cash-flow Groupe, par des investissements nets qui passent de 19,1 Mds€ en 2023 à 22,4 Mds€ en 2024.

Un mot sur ces investissements nets, vous voyez qu'ils sont donc de 22,4 Mds€, avec une progression qui est liée d'une part à la croissance des projets nouveaux nucléaires, dont Hinkley Point C pour 1,4 Mds€, au développement et renforcement des réseaux pour 0,5 Md€, et puis au rachat des activités nucléaires de Ge Steam Power, logé dans notre nouvelle filiale Arabelle Solutions et des 5% du capital de Framatome, qui était précédemment détenus par Assystem. L'ensemble ayant ici un impact sur la hausse des investissements pour un montant total de 0,9 Md€.

Si je reviens sur ce bridge d'évolution de l'endettement financier net, vous voyez que les frais financiers nets décaissés et autres éléments atteignent 2,7 Mds€, l'impôt décaissé 3,4 Mds€ cohérent avec le niveau de résultat du Groupe. Par ailleurs, on voit la rémunération des hybrides et des dividendes versés aux minoritaires pour 1,3 Md€ et l'impact pour 2 Mds€ des émissions et surtout des remboursements d'hybrides. La dette financière net s'établit donc, ainsi que Luc l'a souligné, à 54,3 Mds€ à fin 2024, un niveau stable par rapport à fin 2023 et hors mouvement sur les hybrides, la dette est en baisse de 2,1 Mds€.

Je vous remercie et je rends la parole à Luc Rémont.

Luc Rémont, Président-Directeur général d'EDF

Je vais conclure en vous donnant quelques perspectives pour l'année prochaine. On a structuré nos perspectives autour des piliers du projet d'entreprise.

Enjeux des prochains mois

Premier élément, c'est continuer d'accompagner nos clients dans la réduction de leur empreinte carbone. Nous allons poursuivre de façon offensive notre politique commerciale pour donner le maximum de visibilité de long terme à nos clients et au marché et nous continuerons de développer tout ce qu'il faut pour cela.

Deuxième élément, nous souhaitons pouvoir attirer des clients électriques en France et dans cette perspective, pour tous ceux qui ont suivi le sommet de l'intelligence artificielle il y a quelques jours à Paris, vous avez pu voir que, c'était d'ailleurs résumé au début du film avec l'expression du Président de la République, notre territoire est attractif pour les activités qui ont besoin d'électricité et dans ce cadre-là, nous prévoyons de lancer dès les prochains jours un appel à manifestation d'intérêts pour faciliter l'installation de data centers sur un certain nombre de nos terrains pour que, dès le début de ces besoins d'accélération de l'infrastructure de données en France sur des territoires qui sont déjà raccordés qui permettent donc d'aller plus vite que des nouveaux raccordements, nous puissions offrir à un certain nombre de projets de data centers la faculté d'aller plus vite en bénéficiant de certains

de nos terrains. Nous allons lancer un appel à manifestation d'intérêt dans les prochains jours pour rechercher des projets de data centers qui voudraient s'installer sur ces terrains. Nous allons continuer de travailler dans tous les domaines d'électrification des usages avec tous les leviers possibles pour faciliter l'émergence des 150 TWh de demandes que nous souhaitons faire émerger d'ici 2035.

Dans le domaine de la production, il y a des éléments qui sont vraiment à notre main, c'est notre performance opérationnelle qui doit déterminer cela. C'est notre production nucléaire en France. Nous avons annoncé nos objectifs de production sur les années 25, 26, 27 qui sont entre 350 et 370 TWh, y compris Flamanville 3. Je rappelle que sur ces trois années nous avons encore beaucoup d'activités de Grand Carénage et une grande visite pour Flamanville 3 après un an de production industrielle.

Enfin, nous allons continuer la poursuite du chantier Hinkley Point C, avec à la fois la fin du génie civil et l'accélération du montage électromécanique.

Et nous allons poursuivre la montée en puissance de Flamanville 3 jusqu'à la mise en service industrielle.

Il y a des sujets sur lesquels nous travaillons avec nos parties prenantes, au premier rang desquels les États des pays dans lesquels nous opérons. En France, nous avons deux sujets très importants en travail avec l'Etat, le financement du programme EPR2 qui est en phase de travail intense en ce moment et puis le futur du régime hydroélectrique. Nous allons continuer de travailler plus généralement sur notre écosystème à l'échelle européenne, sur l'électrification des usages et sur la nécessité d'avoir un dispositif de production électrique et un système électrique équilibré qui suppose une forme d'équilibre entre des moyens de production décarbonés commandables et des moyens de production décarbonés non commandables avec un système de réseau qui soit équilibré. Donc voilà les éléments sur lesquels nous allons continuer de travailler en France et en Europe communautaire.

Nous continuons de travailler au Royaume-Uni et je pense qu'on peut espérer une décision de lancement du projet Sizewell C cette année de la part des autorités britanniques.

Sur les réseaux, nous continuerons de travailler avec nos filiales indépendantes pour que leur activité permette l'accélération des raccordements, de soutirage et de production avec une volonté d'accompagner par un réseau tout à fait fiable les développements de l'usage de l'électricité.

Enfin dans le domaine de la flexibilité, nous allons continuer de travailler à l'adaptation du système électrique face à l'intermittence et face à l'instabilité qui est croissante. C'est en jouant sur la totalité de nos moyens, mais nous allons également travailler avec les pouvoirs publics au déploiement, par exemple, du nouveau régime heures pleines / heures creuses, qui a un impact potentiel important sur le déplacement des charges des consommateurs vers des heures où il y a davantage d'électricité disponible.

Projection de l'EBITDA 2025

Tout ceci, nous allons le faire dans un environnement dans lequel les prix continuent de baisser et ont baissé beaucoup entre 2024 et 2025. Ça veut dire un impact sur l'EBITDA sur l'année 2025, qui est significatif, que je résumerai sans vous donner un objectif d'EBITDA précis au Md€ près, mais que je résumerai quand même de la façon suivante : en partant des 36,5 Mds€ d'EBITDA atteints en 2024, nous avons d'ores et déjà un effet prix qui est

pratiquement certain, puisque l'essentiel des prix de réalisation sur 2025 sont connus, qui est de l'ordre de 7 à 9 Mds€. Nous avons une incertitude sur la production notamment liée à l'incertitude sur l'hydraulicité. Je rappelle que nous avons en 2024 une hydraulicité très supérieure à la moyenne, donc nous devons intégrer une probabilité d'hydraulicité sur 2025 qui est plus conforme à la moyenne, et une production nucléaire qui est attendue stable. Et il peut y avoir des effets positifs ou négatifs comme dans toute activité économique.

Objectifs à 2027

Donc tout ceci nous amène à un impact significatif sur notre EBITDA sur l'année 2025, qui pour autant ne doit pas nous conduire à réviser notre guidance sur comment nous voulons continuer de maintenir le caractère sain de notre bilan avec un objectif à 2027 qui est inchangé, c'est-à-dire un endettement financier net sur EBITDA inférieur à 2,5x. Vous avez vu qu'il était de 1,5x en fin d'année 2024. Cette règle, nous la gardons pour 2027, malgré une perspective de baisse significative de l'EBITDA, de même sur le ratio de dette économique ajustée par rapport à l'EBITDA ajustée, inférieur ou égal à 4 fois.

Voilà ce que je voulais partager avec vous en termes de perspective de moyen terme, et maintenant, si vous le voulez bien, nous allons répondre à vos questions avec Xavier, et éventuellement les membres du comité exécutif qui sont dans la salle.

Session questions / réponses

La Tribune : Je voulais savoir si vous pouviez nous confirmer le fait que le devis consolidé des EPR2 va être décalé à fin 2025 et quelles conséquences ça peut avoir dans la construction du mécanisme de financement. J'avais aussi une question sur les nouveaux chiffres que vous avez donné concernant les CAPN. Est-ce que c'est bien 9 lettres d'intention plus un contrat ferme, où c'est le contrat ferme qui est inclus. Et en termes de volume, on a 12 TWh, soit juste 1 TWh de plus que ce qu'il y avait avant. C'était pour savoir si vous pouviez communiquer sur les types d'acteurs qui avaient signé avec vous. Et j'avais une troisième question sur la modulation des réacteurs, il y a quelques semaines l'ASNR avait évoqué le fait que cette modulation pouvait être une des sources de la corrosion sous contrainte et que des études étaient en cours. Je voulais savoir si vous pouviez nous donner des éléments sur ça.

Luc Rémont : Nous avons à date des devis de coût sur EPR2 qui sont suffisants en précision pour réaliser le montage financier du projet. Ces devis vont continuer d'être affinés dans les mois qui viennent jusqu'à la décision finale d'investissement qui se situe au deuxième semestre 2026 environ. On procède par étape, comme dans n'importe quel projet, simplement la taille du projet diffère. Aujourd'hui, la priorité est, à partir des hypothèses de coût, dont une grande partie est affermie, mais sur lesquelles il reste encore du travail à faire sur les principes financiers du projet. C'est l'objet de la discussion que nous avons en ce moment avec l'Etat, qui nous amènera ensuite à une discussion avec la Commission européenne. En parallèle, nous continuerons d'affiner pas seulement les hypothèses de coût, mais également les hypothèses de délai de réalisation, d'optimisation. C'est comme ça que, progressivement, nous convergerons vers une décision finale d'investissement à la deuxième moitié de 2026. C'est un assemblage de trains dans lequel les wagons arrivent in fine ensemble. C'est simplement à la fin le train part tout assembler. Pour l'instant, on est en train d'assembler les wagons un par un. On ne les met pas en série sinon on prendrait vraiment du retard. Il y a du travail d'optimisation qui est en cours. Il n'empêche pas l'autre travail en cours qui est le montage financier du projet. In fine, on rassemblera l'ensemble des éléments au moment de la décision finale d'investissement.

La Tribune : Pouvez-vous nous rappeler le devis ?

Luc Rémont : Non, je ne peux pas vous le rappeler parce qu'il y a encore du travail dessus. Sur les contrats d'allocation de production nucléaire, il y a des lettres d'intention qui, comme je le disais tout à l'heure, sont des contrats pratiquement totalement documentés et qui nécessitent simplement une confirmation pour enclencher le contrat. Ces lettres d'intention sont au nombre de neuf et nous avons un contrat qui est ferme déjà à l'intérieur des neuf. Les types d'acteurs sont des industriels de toute taille d'ailleurs. Il n'y a pas que des très gros industriels, il y a aussi des industriels de plus petite taille, qui ont toutes pour caractéristique commune d'avoir l'électro-intensivité, c'est-à-dire une quote-part de leur valeur ajoutée importante qui dépend de l'électricité. Nous avons un nombre significatif de discussions accélérées à ce stade qui nous permettent d'espérer des signatures supplémentaires à relativement court terme maintenant.

La modulation est un phénomène que nous connaissons bien parce que toutes nos centrales modulent depuis leur origine, elles font ce qu'on appelle du suivi de charge. La demande des

clients évoluant chaque heure dans la journée, toutes nos centrales sont habituées à suivre la demande des clients et donc à moduler pour l'essentiel deux fois par jour. Le phénomène auquel nous sommes confrontés est simplement une accélération, une augmentation de la proportion de ces modulations et nous surveillons évidemment l'ensemble de ces phénomènes en termes de sûreté. Sur le point que vous soulignez, qui faisait référence à une question sur l'impact potentiel de l'oxygène, sur la corrosion sous contrainte, on a fait des études très approfondies, des études scientifiques sur le diagnostic porté sur les fissures de corrosion sous contrainte que nous avons retirées, donc nous pouvons les diagnostiquer, sur lesquels nous n'avons pas détecté de traces d'oxygène anormales. Et nous faisons des analyses très poussées sur la présence ou non d'oxygène dans nos réacteurs quelles que soient les circonstances de modulation, et nous n'avons pas détecté d'oxygène qui soit différent des seuils tolérés.

L'Usine Nouvelle : Quel impact va avoir la suppression de l'enveloppe de 500 M€ dans France 2030 pour Nuward ? Est-ce qu'on pourra avoir une idée de l'avancée du projet ? Si les objectifs demandés par le gouvernement au départ d'avoir une tête de série en 2030 étaient encore tenables, et sinon quels étaient vos objectifs. Et la deuxième, est-ce qu'on pourrait avoir une idée de la part dans les investissements dans le nucléaire de celles qui étaient consacrées au programme EPR2 pour l'année 2024 ? Parce qu'on a eu des chiffres, des grandes masses sur ce que EDF avait déjà investi dans le programme.

Luc Rémont : Sur le Nuward, je ne peux pas répondre sur l'impact de France 2030 parce qu'on n'est pas au stade où on doit discuter à ce stade du montage financier de la réalisation d'un réacteur. Nous sommes encore en phase de définition de concept pour le réacteur et notre sujet du moment c'est bien que le concept de réacteur réponde à son marché. C'est bien l'objectif de cette année. Sachant que ce marché des petits et moyens réacteurs n'est pas formé aujourd'hui, pas stabilisé donc il y a encore beaucoup de travail à faire à la fois sur le concept de réacteur sur le plan technique et sur l'adéquation de ce concept de réacteur avec les besoins des clients. C'est bien ça la priorité du moment et c'est seulement en fonction du résultat de ce travail que nous déterminerons à la fois le réacteur que nous souhaitons proposer aux clients et le mode de financement des projets.

Xavier Ursat : Bonjour à toutes et à tous. En effet, Nuward dans sa conception jusqu'à présent a été attributaire d'une subvention France 2030. Comme vous l'avez compris dans l'explication et dans ce qu'on a déjà communiqué, on a choisi de continuer le développement de ce réacteur sur un design plus classique, mais qui est néanmoins innovant parce qu'il va être un design modulaire. Donc nous sommes en discussion avec France 2030 pour voir comment prolonger l'aide de France 2030 sur ce nouveau design pendant la phase de conception.

Reuters : Avez-vous une mise à jour sur le coût prévu et le calendrier de développement de Sizewell C ?

Luc Rémont : Nous travaillons avec les autorités britanniques. Le projet Sizewell C n'est pas sous notre contrôle. C'est bien le projet lui-même qui développe son projet. Nous sommes actionnaires minoritaires. J'ai dit tout à l'heure que nous avons bon espoir que ce projet puisse être décidé par les autorités britanniques cette année, ce qui veut dire que nous

sommes tout à fait en phase finale précédent la décision finale d'investissement dans laquelle les dernières estimées de coûts, de délais et les dernières estimées de montage financier vont être discutées dans les tout prochains mois avec les autorités britanniques. Ce n'est pas nous qui contrôlons ce projet, donc je ne peux pas vous donner des hypothèses de coûts et de délais.

GreenUnivers : J'ai une question concernant les renouvelables. Vous avez un objectif d'électrification de 150 TWh. Je me demandais si c'était compatible avec la baisse prévue des objectifs de développement des énergies renouvelables à laquelle EDF n'est pas si défavorable si on en croit le cahier d'acteur, notamment sur le solaire. Et la deuxième question sur les objectifs 2025. Est-ce qu'on peut avoir des précisions sur les perspectives de développement des énergies renouvelables, que ce soit en France ou dans les autres pays dans lesquels vous avez vos activités ?

Luc Rémont : Je voudrais commencer par dire que EDF n'est pas favorable ou défavorable à telle ou telle technologie. Nous sommes des électriciens. On est favorable à l'électricité et tout ce qui concourt à l'électricité est bienvenu. Simplement, on est des électriciens responsables qui prévoient le développement d'un système électrique optimisé pour les besoins des clients. Un système électrique optimisé pour les besoins de ses clients a besoin d'un mix de caractéristiques de production et d'un réseau résilient. Il y a des phases dans le développement d'un système électrique dans lesquelles le système électrique peut accepter davantage de production intermittente, des phases dans lesquelles il a besoin de plus de production commandable et il faut un équilibre entre ces différentes phases. Il n'y a pas de raison pour EDF d'être plus ou moins favorable à telle ou telle technologie. Il se trouve qu'aujourd'hui, la France, pour le très court terme, on parle des deux, trois ans qui viennent, est dans une situation de demande faible par rapport à la production du pays. J'ai noté la décision des pouvoirs publics de donner moins de signal de garantie de prix sur un type de projet solaire, notamment décentralisé, pour des raisons qui peuvent se comprendre du point de vue du système électrique. Ce type de production décentralisée est rapide à déployer, mais il y a également la caractéristique de rajouter de la production à des heures dans lesquelles il y en a déjà beaucoup et donc il y a un coût pour la collectivité qui est relativement plus élevé, tant que la demande n'est pas plus forte. Donc, il n'y a pas de préférence du groupe EDF pour tel ou tel mode de production. Nous sommes présents dans tous les modes de production décarbonés. Nous avons l'ambition de tous les développer. Simplement, géographie par géographie, il y a des moments où il faut équilibrer différemment les modes de développement. Les circonstances du moment en France sont beaucoup de production électrique avec une faible demande, ce qui doit amener à réviser, temporairement je pense d'ailleurs, et sans atteindre l'autoconsommation, ce qui est, je pense, aussi une décision sage de la part du gouvernement, pour continuer à avoir un système électrique qui se développe de façon soutenable, à la fois sur le plan technique pour éviter l'instabilité et sur le plan économique, y compris ce qu'il coûte à la collectivité. Sur les résultats pour 2024, nous avons réalisé 2,5 GW bruts en 2024 de plus qu'en 2023 et nous continuons d'avoir 8,6 GW bruts en construction. En ligne avec ce que je décrivais tout à l'heure sur notre modèle de développeur, avec des partenaires financiers qui nous permettent de maximiser notre impact positif sur la base du savoir-faire du Groupe, nous allons chercher à maximiser notre impact brut dans les années qui viennent. Ça veut dire une ambition de développement qui reste forte. En adaptant ces développements aux besoins des différentes géographies, il y a des géographies

qui ont besoin d'un équilibre renouvelable stockage, aujourd'hui, et dans ces cas-là, nous assurerons des projets qui assurent cet équilibre renouvelable stockage.

Xavier Girre : Cette croissance de 2,5 GW bruts, met le Groupe avec une capacité brut de 26,8 GW brut. Par ailleurs, nous avons un pipe de 114 GW qui viendra ensuite nourrir le développement.

Contexte : Le plafond de la taxe sur les INB a été relevé dans la loi de finance. Est-ce que vous savez si le Gouvernement compte alourdir cette fiscalité par décision réglementaire dans les prochains mois ? Une autre question sur l'augmentation de puissance des réacteurs existants que le Gouvernement vous a demandé d'instruire il y a quelques mois en 2023, où en est la réflexion chez EDF sur ce sujet ? Et enfin, une dernière question sur les dividendes. Est-ce que vous avez des perspectives de l'État sur les dividendes qu'il va vous demander ces prochaines années ?

Luc Rémont : Sur la taxe sur les INB, je note que le Parlement a autorisé le Gouvernement a relevé la taxe sur les INB. C'est un impôt de production. Si cette taxe sur les INB était effectivement relevée, ce serait un impôt de production qui à priori est contradictoire, avec l'objectif d'une part d'avoir des prix d'électricité bas et d'autre part de monter le niveau d'investissement dans le nucléaire. Par définition, vous imaginez que cette remontée de la taxe sur les INB n'enchant pas le Groupe EDF. Ça fait partie des discussions que nous devons avoir avec le Gouvernement au moment où nous discutons aussi de très gros investissements à venir pour augmenter la capacité nucléaire, il nous faut avoir une visibilité sur nos conditions d'opération.

Sur l'augmentation de puissance des réacteurs existants, on continue d'avancer sur les 900 MW parce que cette augmentation de puissance est relativement simple à réaliser sur la base d'une optimisation de la turbine. Et donc c'est parti si j'ose dire. L'augmentation de puissance des 1300 MW est plus délicate parce qu'elle nécessite plus d'ingénierie et donc on n'est pas encore en situation de pouvoir dire si et quand nous allons faire cette augmentation de puissance.

Sur les dividendes, nous avons été informés par l'État qu'il souhaite un dividende de 2 Mds€. Ca me paraît naturel pour une entreprise qui montre qu'elle est performante et qu'elle est économiquement saine, puisqu'elle dégage un résultat, qu'elle puisse apporter un dividende à son actionnaire. Sur les prochaines années, ça dépendra vraiment de la façon dont nous calons avec l'État notre trajectoire financière intégrant nos investissements. Parce que si nous étions amenés à avoir une courbe de dividende très soutenue dans les années qui viennent, ça peut remettre en question notre capacité à investir. Donc ça doit être calé avec l'État dans une perspective de moyen terme.

Xavier Girre : Sur la taxe INB, la loi de finance ouvre une perspective entre un peu plus de 300 M€ et jusqu'à 895 M€ d'évolution de cette taxe, qui sera décidée par le pouvoir réglementaire. Et il faut aussi mettre en perspective les évolutions fiscales de Cigéo, qui viendront potentiellement en 2025, les évolutions également sur le régime de l'eau, que ce soit les voies navigables de France ou les agences de bassin. Et puis, EDF est soumise aux évolutions de fiscalité générale, la contribution exceptionnelle sur l'impôt sur les sociétés, qui devra être à peu près 430 M€ pour EDF pour 2025, et le report de l'annulation de la CVAE.

Financial Times : J'avais une question sur Hinkley Point C. CGN, le Groupe chinois, semble ne pas pouvoir donner plus de fonds. Est-ce que vous pouvez nous mettre à jour sur votre charge

de nouveaux investisseurs ? De combien d'argent est-ce que vous avez besoin ? Et comment est-ce que ces discussions avancent ?

Luc Rémont : Sur Hinkley Point, vous avez raison de dire que notre partenaire CGN n'a pas souhaité, pour l'instant, il en a la faculté dans le futur s'il le souhaite, abonder le projet au-delà de sa committed equity. Donc, dans l'intervalle, c'est le groupe EDF qui porte l'investissement, qui reste un investissement rentable pour le Groupe, même si évidemment il représente une part importante des investissements totaux du Groupe.

Nous continuons de rechercher, sans urgence, mais de façon régulière, des partenaires financiers qui, sous une forme ou une autre, pourraient souhaiter rejoindre le projet HPC, à condition que ces conditions soient intéressantes, vu du projet et du groupe EDF. Nous avons eu beaucoup de discussions avec beaucoup de partenaires potentiels sur l'année 2024, certaines discussions ouvrant des perspectives intéressantes, mais pas suffisamment pour l'instant pour que nous passions à la décision de mettre en œuvre certains de ces projets.

Nous n'avons pas de montant fixé à ce stade. Nous regardons les options que nous avons, comme n'importe quel gestionnaire de projet qui à un moment peut souhaiter baisser sa quote-part. Nous regardons surtout les instruments qui seraient à notre portée et leurs conditions.

Politico : J'ai des questions sur les EPR. Est-ce que vous pensez que vous auriez gagné l'appel d'offre si on avait eu un en France pour la construction des 6 prochains EPR ? Est-ce que, par ailleurs, il y en a d'autres en projet en Europe qui sont encore en cours de résolution ? En France, il y a eu la Cour des Comptes et le DIN qui ont dit qu'ils préféreraient que vous privilégiiez la France et que vous ne vous éparpilliez pas en Europe. Si j'ai bien compris, la stratégie, c'est aussi d'aller en Europe pour faciliter l'industrialisation. Est-ce que vous entendez leurs inquiétudes ou vous les rassurez ?

Luc Rémont : Pour commencer, je ne peux pas vous répondre sur la France, puisque je n'ai pas vu d'appels d'offre pour l'instant. Mais je peux vous dire que je pense que nous aurions gagné en République tchèque si nos concurrents respectaient les règles européennes. C'est la raison pour laquelle nous avons déposé un recours auprès des autorités tchèques et européennes sur les conditions dans lesquelles notre concurrent a formé sa proposition aux autorités tchèques. Nous pensons que nous avons un instrument qui est compétitif dans le monde européen et que nous avons le savoir-faire de réalisation et qu'il n'y a pas de contestation possible puisque nous sommes les seuls, depuis 20 ans, à oser continuer d'investir et de réaliser et de développer des réacteurs en Europe.

Sur ce que nous pouvons faire pour l'avenir, ce n'est pas l'objectif du groupe EDF de se disperser par définition, mais nous sommes la tête de filière d'une industrie. Cette industrie de réalisation, de construction et de maintenance de réacteurs nucléaires a besoin d'une surface industrielle suffisante pour être capable d'être tenue à l'échelle économique et productive. Aujourd'hui, cette industrie travaille sur la France et le Royaume-Uni. Voilà les deux marchés sur lesquels elle travaille. La France et le Royaume-Uni peuvent engendrer, sur les 15 ans qui viennent, un portefeuille de nouveaux réacteurs d'une dizaine de réacteurs environ. Nous pensons que c'est insuffisant en termes de volume d'activité pour cette industrie pour l'amener au meilleur niveau de performance. C'est pour cela que nous souhaitons le développement d'une supply chain européenne permettant de servir les autres pays européens qui souhaitent développer leur propre programme de réacteurs. Nous ne

serons pas opérateurs nucléaires dans d'autres pays européens, nous n'avons pas vocation à cela, mais c'est pour ça que quand dans les objectifs du Groupe je cite deux réacteurs par an, je précise à chaque fois que ce n'est pas deux réacteurs pour le groupe EDF, c'est un pour nous, un pour un autre groupe qui souhaitera développer son activité. Donc, ça n'est pas une volonté de dispersion, c'est une volonté de mise à l'échelle, notamment de notre industrie de construction, partagée avec d'autres pays européens qui souhaiteront, comme nous, rentrer dans une logique européenne pour le développement de cette filière, qui est la seule qui assure notre indépendance énergétique, parce que c'est la seule qui nous permet de développer de la puissance commandable disponible H24 à l'échelle des besoins du continent dans le temps dont nous avons besoin pour assurer la décarbonation compétitive du continent. Voilà précisément notre objectif.

L'Usine Nouvelle : Vous n'avez pas pu répondre à ma question sur les 6,3 Mds€ d'investissements dans le nouveau nucléaire, ce que vous aviez dépensé pour les EPR2 l'année dernière. Et j'en profite pour vous demander comment, hormis l'AMI sur les data centers, vous pensez atteindre les +150 TWh de consommation d'électricité à 2035 ? Est-ce qu'on peut avoir un peu plus de détails ?

Luc Rémont : On est à 2,8 Mds€ depuis le début sur EPR2. L'année dernière, c'était un peu moins d'1 Md€. Tout ça porté uniquement par le Groupe. Sur comment atteindre les 150 TWh, on a pris tous les segments d'utilisation d'énergie, pas seulement d'utilisation de l'électricité, et nous avons déterminé les leviers que nous avons pour accompagner les clients dans leur décarbonation à partir d'électricité. Par grande catégorie de clientèle et de levier, nous nous fixons des objectifs et des moyens pour accompagner les clients. Pour citer des exemples, sur les 150 TWh, la mobilité électrique va représenter un peu moins de la moitié. Une grande partie de l'effort va reposer sur le succès de la mobilité électrique. En France, elle progresse bien. L'infrastructure de recharge est présente, mais il faut continuer de la développer. Et il faut aller chercher des catégories d'utilisateurs qui vont progressivement basculer vers la mobilité électrique. On pense au camion bien sûr. Faciliter l'adoption par les utilisateurs particuliers qui vivent dans le résidentiel collectif. Il faut aller chercher catégorie de client par catégorie de client, les leviers qui permettent cette accélération. Ensuite, l'autre moitié est répartie en trois tiers. Une grande partie sur le bâtiment qui peut se décarboner davantage. Le levier principal de décarbonation, c'est l'efficacité énergétique. Avec Dalkia nous avons un savoir-faire tout à fait pertinent pour accompagner tous les types de bâtiments dans l'efficacité énergétique. Mais au-delà, les conversions d'usage sont tout à fait pertinentes, soit sous forme de pompe à chaleur, soit sous forme de géothermie, et dans les deux cas, nous avons des propositions qui s'accélèrent sur le bâtiment. Sur le deuxième tiers de cette moitié, c'est l'industrie. J'en ai cité quelques cas. C'est un accompagnement complet qu'il faut faire parce que la plupart des process industriels utilisent un mix énergétique et il faut être capable d'accompagner les clients sur des évolutions pas à pas de l'ensemble de leur process. C'est bien ce que nous faisons la plupart du temps avec Dalkia et avec le renfort nécessaire de politiques publiques qui doivent aussi accompagner les industriels dans leur choix de l'électricité, au moment où ils choisissent l'investissement d'électrification, qui est un pas important pour un industriel, nous plaidons pour que dans le cadre du Clean Industrial Deal, ces moments-clés pour les industriels quand ils choisissent l'électrification, soient reconnus comme légitimes pour être accompagnés par les politiques publiques. Enfin, le dernier tiers, c'est l'émergence de nouveaux usages industriels de l'électricité. Et là, l'activité

liée à la donnée a un rôle particulier à jouer et c'est pour ça que nous avons d'ores et déjà pris l'initiative sur les data centers. J'espère qu'avec ça je vous donne un peu plus de granularité.

Les Echos : J'ai 3 questions, la première sur le Royaume-Uni. Pouvez-vous nous dire si vous menez les discussions avec le Gouvernement britannique sur HPC, est-ce que vous les menez seuls ou avec le Gouvernement français et est-ce que, comme le demande la Cour des Comptes, vous liez ou non les dossiers HPC et Sizewell ? Par ailleurs, pouvez-vous nous dire quel est l'investissement prévu pour HPC cette année, et à date, combien vous avez dépensé pour ce projet ? Et mes deux autres questions. Sur la modulation, l'inspecteur général de la sûreté nucléaire il exprime des craintes sur la réactivité, la maintenance, la longévité et le coût d'exploitation de vos installations. Est-ce que vous partagez ce constat ? Enfin, vous avez dit que vous souhaitez maintenir un endettement stable. Est-ce que ça veut dire que EDF exclut des sessions d'actifs significatifs ou est-ce que c'est à votre agenda éventuellement ?

Luc Rémont : Sur le Royaume-Uni, nous discutons avec les autorités britanniques sur l'ensemble de nos opérations au Royaume-Uni. Je rappelle ça concernent d'abord les clients du puisque nous sommes opérateurs dans le monde du commerce d'électricité, B2B, B2C, mais également différents moyens de production qui sont le nucléaire existant, puisque nous avons notre activité Nuclear Operations, qui inclut plusieurs réacteurs en opération, renouvelables, et nos projets. Dans nos projets, il y a Hinkley Point C et Sizewell C. Sur l'ensemble de cette relation avec le Gouvernement britannique, nous avons pour objectif que notre développement au Royaume-Uni soit, comme pour toutes entreprises, soutenable et rentable. Et, dans les circonstances du moment, le fait que notre partenaire CGN n'injecte plus de capital dans le cadre de HPC est effectivement un poids d'investissement supplémentaire pour EDF sur lequel nous cherchons, avec le soutien des autorités britanniques, les moyens qui nous permettront d'aller chercher des options de financement supplémentaires sur ce projet. Et dans le même temps, nous avons des discussions en tant que partenaires du projet Sizewell sur le bouclage financier du projet, mais dont je rappelle que, vu du groupe EDF, il n'est pas principalement un investissement puisque nous ne serons pas en situation de piloter ce projet. Il réplique techniquement le projet HPC, mais nous avons été le porteur initial du projet. Désormais, nous ne sommes plus le porteur principal du projet. C'est sur les autorités britanniques que repose aujourd'hui l'effort de constitution du tour de table et de l'ensemble du dispositif financier qui permettra de réaliser le projet.

J'ai bien noté votre référence à la Cour des Comptes. Il y a une précision importante par rapport à ce que dit la Cour des Comptes, c'est que, vu du groupe EDF, le projet Sizewell C est d'abord un projet industriel, avant d'être un investissement. Ce projet continue de faire réussir la filière nucléaire européenne, assez largement reposant sur les capacités françaises et celles que nous avons créées avec le Royaume-Uni sur HPC. Le premier vecteur pour nous d'analyse du projet Sizewell C est d'abord sous l'angle industriel et ensuite nous l'examinerons pour ses mérites propres en tant qu'investissement en fonction des conditions qui seront réunies au moment où le gouvernement britannique souhaitera passer à une décision finale d'investissement.

Sur la modulation, nous avons notre propre inspecteur de sûreté interne qui a pointé les sujets de modulation plutôt sous forme d'interrogation. Elles sont partagées au sein du Groupe, pas sous forme d'inquiétude, mais sous la forme de se dire nous entrons dans un monde qui est nouveau, qui atteint des proportions de modulation qu'on n'a pas connues jusqu'ici, donc nous avons le souhait et le devoir de regarder dans toutes ces composantes ce

que ce monde de modulation signifie. On n'a pas d'inquiétude particulière ni sur le vieillissement ni sur la fiabilité technique de nos réacteurs puisqu'ils font ça depuis toujours et à chaque fois qu'on se pose une question on va tout à fait au bout de l'analyse. Mais si le système tout entier repose davantage sur la modulation dans le futur nous devons nous poser des questions plutôt d'organisation du système et d'utilisation de notre outil nucléaire face à un système plus instable. Donc ce sont des questions que nous nous posons sur lesquelles nous travaillons de façon profonde et nous allons y consacrer des ressources importantes cette année pour avoir je l'espère une meilleure projection vers l'avenir de la façon dont nous abordons cette nouvelle phase du système électrique dans le futur.

Xavier Girre : Sur le niveau d'investissement de HPC, à date nous avons investi 34,6 Mds€ dans HPC, intégrant 2,7 Mds€ d'intérêts capitalisés. Sur cette année, nous envisageons d'investir environ 6 Mds€ et à date le taux de détention de HPC par EDF est de 72,6 % et par CGN de 27,4 %. C'est juste pour redonner le niveau de dilution de ces CGN, sachant que les chiffres que je donnais précédemment sont évidemment des chiffres à 100 %.

Luc Rémont : Pour votre dernière question, alors on n'a pas parlé d'endettement stable, on a donné des ratios de dette sur EBITDA comme objectif. Pour répondre à votre question sur les sessions d'actifs, cela dépend de nos modèles d'affaires. Nous avons un modèle d'affaires qui est notre modèle de développeur dans lequel les sessions d'actifs font parties du modèle d'affaires. Pour être capable d'engager de nouveaux projets, régulièrement nous réalisons ce qu'on appelle des *farm downs* pour être capable de dégager le capital et la création de valeur que nous avons réalisé sur des projets qui sont déjà mis en service pour pouvoir le réengager sur de nouveaux projets. Nous allons continuer de le faire à plus grande échelle qu'on ne le faisait dans le passé. C'est tout à fait clair dans ce modèle de développeur. Quand on annonce des objectifs de GW brut, c'est en faisant fonctionner ce modèle de développeur qui repose sur ce que nous apportons de mieux à des partenaires financiers dans l'électrification qui est notre savoir-faire de détection des meilleurs projets, de mise en projet et de réalisation, en leur laissant le soin de capitaliser sur le très long terme le bénéfice de ces projets. C'est comme ça qu'on réalise régulièrement, on en a fait en 2024, on en fera en 2025, des *farm downs*, des sessions de projet qui sont déjà mis en service.

Xavier Girre : En 2024, nous avons pu réaliser des plus-values intéressantes dans ce cadre-là, notamment sur la session de deux parcs aux Etats-Unis. Nous avons réalisé un peu plus de 350 M€ de plus-values pour un total de 500 M€ de sessions. Pour bien vous montrer que ce modèle de développement qui vise à optimiser l'equity que nous injectons sur chacun des projets, vise aussi à créer de la valeur et à cristalliser cette valeur lors des opérations de session.

Le Figaro : Vos prévisions de production nucléaire sont-elles volontairement très conservatrices ? Et deuxième question, les décisions de Trump ont-elles un impact sur l'offshore US ?

Luc Rémont : Nos prévisions de production nucléaire sont aussi réalistes que possible. Nous avons remonté très significativement le niveau de production en 2024 et ce malgré une augmentation de la modulation, qui a affecté notre niveau de production. Nous avons en 2025, 2026, 2027 une estimation de notre niveau de production moyen qui doit également tenir compte d'une part de la modulation, mais également des efforts que nous devons continuer de maintenir sur le Grand Carénage, avec la poursuite des visites décennales quarantennaires des 900 MW et le début des visites décennales quarantennaires des 1300 MW,

qui représente une charge en partie d'immobilisation, mais également une charge en capital significative, et puis le fait qu'au bout d'un an de mise en service industrielle, Flamanville devra passer sa première grande visite, qui est également une visite lourde. Tout ceci est intégré dans notre prévision, et cette prévision est réaliste.

La deuxième, offshore US, par définition les annonces du nouveau Président américain ont un impact puisqu'il vise nommément l'activité offshore et il a déjà pris un certain nombre d'actes qui visent nommément l'activité offshore. C'est trop tôt pour pouvoir dire quel est l'impact réel de ses décisions et de ses orientations. Néanmoins, avec Xavier, avec le Conseil d'Administration et les commissaires au compte, il nous a paru prudents à ce stade de déprécier nos investissements qui avaient été réalisés sur l'offshore US, même si ça ne veut pas dire que nous n'allons pas continuer de travailler pour réaliser le maximum de valeur à partir de ces développements. Nous avons de bonnes raisons de penser que nous finirons par trouver un chemin pour réaliser une partie de la valeur de ces investissements. Mais pour l'instant, il nous a paru réaliste, vu le degré d'incertitude et, au fond, la menace qui pèse sur la réalisation de ces activités, de les déprécier.

Xavier Girre : Comme je l'indiquais tout à l'heure, le montant que nous avons porté en dépréciation sur le projet Atlantic Shore, le développement de ce projet offshore devant le New Jersey a atteint 934 M€, ce sont les titres de sociétés qui misent en équivalence et ceci se lit sur la ligne quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence.

Montel : Est-ce qu'EDF prévoit toujours de lancer les enchères au 2e semestre pour 10 TWh de contrats nucléaires long terme CAPN ? L'accord avec l'Etat devra-t-il être changé dans ce cas ?

Luc Rémont : Nous avons un certain nombre de contreparties, de partenaires potentiels, y compris Lafieg, qui l'a demandé publiquement, qui nous demandent de rentrer dans un processus ouvert sur les CAPN. Comme je l'indiquais tout à l'heure, nous avons aujourd'hui des discussions qu'on peut qualifier de finales avec beaucoup de partenaires avec qui nous avons engagé des discussions bilatérales il y a déjà plusieurs mois. On va laisser encore un tout petit peu de temps pour finaliser ces discussions, j'espère en quelques semaines maximum. Ensuite, je pense que c'est l'intérêt à la fois d'EDF pour sécuriser des ventes de long terme, mais également l'intérêt du système électrique et de la performance de notre système électrique que nous puissions proposer les mêmes types d'instruments qui sont à long terme à un plus grand nombre de partenaires potentiels. Donc, nous l'envisageons sérieusement, après l'horizon de quelques semaines dans lequel nous pensons pouvoir conclure un certain nombre de discussions qui avancent bien.

Bloomberg : Une question sur ces possibles enchères sur le CAPN. Est-ce que ça serait ouvert également à des distributeurs d'électricité, des concurrents, ou est-ce que ça serait uniquement pour des utilisateurs finaux ? Et deuxième question, je voulais revenir sur ce que vous avez dit sur l'appel d'offre de la République tchèque, pour bien comprendre pourquoi vous estimez que les règles européennes n'ont pas été respectées. Est-ce que vous pouvez nous le préciser en quelques mots ?

Luc Rémont : Quand on dit ouvert, on dit ouvert, donc ça serait par définition ouvert à tous ceux qui souhaitent pouvoir concourir en offrant un minimum de garanties de contrepartie qui sont normales pour ce genre de partenariat, et avec dans l'esprit le fait de pouvoir

continuer d'allonger la maturité de ce marché, parce qu'elle détermine sa stabilité et donc le choix de l'électricité aussi. C'est notre objectif, et je pense que c'est un objectif qui est à la fois dans l'intérêt d'EDF parce que cette maturité elle est utile pour nous pour avoir de la visibilité sur nos conditions de vente de long terme mais également dans l'intérêt du marché pour offrir cette visibilité à long terme.

Sur la République tchèque, je suis désolé, on est au contentieux donc je ne vais pas livrer publiquement les éléments fondamentaux qui nous amènent à considérer que notre concurrent n'a pas respecté les règles européennes, mais ce sont des éléments qui sont nourris.

Euractive : Vous avez mentionné le Clean Industrial Deal à Bruxelles. Je voulais comprendre si vous voyez des risques dans ce plan européen pour EDF. Et aussi si vous avez des demandes concrètes pour les décisions politiques à Bruxelles.

Luc Rémont : Nous faisons notre travail d'acteur industriel pour essayer de nourrir les réflexions des autorités européennes pour prendre les bonnes décisions, pour accélérer l'industrie propre en Europe. Il y a beaucoup de domaines dans lesquels l'axe qui est fixé par la présidente de la Commission correspond à la bonne direction et dans lequel nous pouvons nourrir avec des idées. Ça commence par le slogan et dont nous attendons beaucoup qui est « cut the red tape ». Il m'est arrivé dans une dans une table ronde il y a quelques semaines de dire que vraiment les procédures étaient quelque chose de difficile. C'est à l'échelle de toute l'Europe que les procédures sont difficiles pour l'investissement. Simplifier les procédures pour tout type d'investisseurs, c'est un élément absolument déterminant de la poursuite de développement d'activités industrielles en Europe. Et ce sont en général des procédures communautaires et nationales qui ralentissent ces décisions d'investissement et surtout leur mise en œuvre par des formes de procédures qui sont beaucoup trop longues par rapport à d'autres géographies du monde. Voilà un premier axe sur lequel nous avons nourri les associations professionnelles et la Commission européenne de beaucoup d'idées permettant de raccourcir les délais. Il y a d'autres régions du monde qui ont une relation au temps qui est beaucoup plus courte que la nôtre. Parmi les éléments de compétitivité que l'Europe doit vraiment reconquérir mentalement, c'est la relation au temps qui est la plus déterminante.

Dans le Clean Industrial Deal il y a la volonté d'apporter une énergie décarbonée compétitive. Et il faut bien que nous ayons le caractère agnostique des différents moyens de production décarbonés comme règle commune. C'est-à-dire que nous ne cherchions pas à faire réémerger des débats idéologiques qui, font perdre du temps et surtout le client. Je crois que nous avons aujourd'hui tous les instruments qui permettent de bâtir à l'échelle européenne une stratégie décarbonée compétitive, mais ça c'est à condition d'utiliser tous les leviers, toutes les technologies qui sont à notre portée. Et pour dire les choses, le nucléaire en fait partie. Donc le fait que pour l'hydrogène décarboné, le nucléaire soit considéré de la même façon que n'importe quel autre moyen de production électrique, c'est absolument essentiel au succès de l'hydrogène lui-même. Ça fait partie des sujets sur lesquels nous insistons pour que le caractère agnostique des différents moyens de production décarbonés soit la règle commune. Comme ça avait été le cas au moment, en 2023, de la définition des nouvelles règles de marché pour le marché de l'électricité, ça doit être le cas dans l'approche des problématiques de développement industriel propre comme un vecteur de compétitivité fondamentale de l'Europe qui, contrairement aux autres régions du monde, ne peut pas



compter sur ses propres ressources fossiles pour assurer sa compétitivité. Donc ce choix de décarbonation est non seulement évidemment bon pour la planète, mais il est vital pour notre Europe dans un contexte dans lequel notre décarbonation est notre meilleur axe de compétitivité.

Merci à tous.