

A S S E M B L É E N A T I O N A L E

1 7 ^e L É G I S L A T U R E

Compte rendu

Commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire

- Audition de Mme Inès-Claire MERCEREAU, présidente de la 2^{ème} chambre de la Cour des comptes, sur le financement des énergies renouvelables et le coût de la filière nucléaire..... 2
- Communication de M. Jacques OBERTI, rapporteur de la mission flash sur les dysfonctionnements du logiciel Hélios 28
- Présence en réunion..... 37

Mercredi

29 avril 2026

Séance de 9 heures

Compte rendu n° 084

SESSION ORDINAIRE DE 2025-2026

Présidence de

**M. Éric Coquerel,
*Président***



La commission entend Mme Inès-Claire Mercereau, présidente de la 2^{ème} chambre de la Cour des comptes, sur le financement des énergies renouvelables et le coût de la filière nucléaire.

M. le président Éric Coquerel. Mes chers collègues, nous sommes conduits ce matin à évoquer de façon transversale un ensemble de travaux importants conduits par la Cour des comptes sur le financement des énergies renouvelables et le coût de la filière nucléaire. Chacun comprendra l'importance de ces travaux dans la période qui nous occupe. Sans plus attendre, je cède la parole à Mme Inès-Claire Mercereau, présidente de la deuxième chambre de la Cour des comptes, qui va nous présenter le résultat de ces travaux.

Mme Inès-Claire Mercereau, présidente de la 2e chambre de la Cour des comptes. Je vous remercie pour cette invitation, qui nous permet de présenter trois rapports établis par la section énergie de la deuxième chambre de la Cour des comptes. Il y a d'abord le rapport sur le financement des énergies renouvelables à travers les charges de service public de l'énergie, publié en mars 2026. Les deux autres rapports concernent pour l'un les coûts de la filière EPR datant de janvier 2025 ; l'autre, de novembre 2025, porte sur la maintenance du parc électronucléaire.

En préambule, je précise que nous prenons comme donné d'entrée les choix de mix énergétique opérés par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2 et la PPE3. En conséquence, les rapports ne discutent pas de la pertinence du mix et ne permettent pas d'établir un comparatif économique et financier complet entre ces différents modes de production d'énergie, en particulier d'électricité. Je rappelle ainsi que les énergies renouvelables concernent également la biomasse ou le biogaz.

Le premier rapport, le plus récent, porte sur le soutien aux énergies renouvelables à travers les charges de service public de l'énergie (CSPE), domaine que vous connaissez bien puisque vous l'examinez en loi de finances chaque année. Celui-ci a uniquement pour ambition d'apprécier l'efficacité et l'efficience du soutien financier de l'État, au travers de ces charges budgétaires. Je précise enfin que ce rapport a été établi à la suite de plusieurs demandes citoyennes intervenues sur notre plateforme et qui avaient trait au soutien aux énergies renouvelables.

Nous avons établi ce rapport en espérant qu'il soit le plus compréhensible possible, en distinguant deux modes de soutien possibles utilisés par l'État : le soutien sous forme d'obligation d'achat et celui sous forme de complément de rémunération. Ces deux modes garantissent un tarif de vente au producteur, pour lui permettre de rentabiliser son investissement, la différence entre les tarifs de soutien et les prix sur les marchés de l'énergie étant compensée par l'État sur crédit budgétaire, au titre des charges de service public de l'énergie.

Dans le cas de l'obligation d'achat, le producteur traite avec un acheteur « obligé », qui lui achète sa production à un tarif fixe, mais néanmoins susceptible d'indexation. Dans le deuxième cas, le producteur est lui-même chargé de vendre sa production, qui lui est achetée à un tarif de référence ; la différence entre ce tarif de référence et le prix de marché étant compensée par l'État. Il s'agit ici de contrats bidirectionnels : lorsque le prix de marché est supérieur au tarif de référence ou au tarif d'achat, l'État peut percevoir des recettes. Ceci a notamment eu lieu entre 2022 et 2023, période durant laquelle les prix de marché étaient nettement supérieurs au prix garanti.

J'en viens à présent au cœur de notre rapport, lequel s'articule autour de trois grands messages. Premièrement, le soutien financier public aux énergies renouvelables a contribué à l'augmentation de la production d'électricité et de biogaz renouvelable, mais a engendré des effets indésirables sur le fonctionnement et l'équilibrage du système électrique. Deuxièmement, les modalités de soutien et de fixation des prix peuvent conduire à des situations de surrémunération des producteurs ou à des effets d'aubaine. De plus, les producteurs sont insuffisamment contrôlés. Enfin, les impacts sur le budget et les comptes de l'État sont significatifs, mais difficilement prévisibles. Nos huit recommandations adressent chacun de ces points.

En premier lieu, les dispositifs de soutien déployés depuis les années 2000 ont largement contribué à l'extension du parc de production d'électricité d'origine renouvelable et de biogaz renouvelable. Ils garantissent en effet aux producteurs des tarifs d'achat en général bien supérieurs au prix qu'ils obtiendraient sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz. De fait, la très grande majorité du parc de production en place bénéficie ou a bénéficié d'un soutien. Dans l'éolien, la proportion est de 69 % pour l'éolien terrestre et de 100 % pour l'éolien en mer. Pour le solaire il est de 74 %, de 95 % pour la biomasse et de 83 % pour le biogaz. En revanche, dans l'hydraulique, la part de la production soutenue n'est que de 5 % et ne porte que sur la petite hydroélectricité. De fait, les grands barrages constituent de grands producteurs et ne font pas l'objet de soutien.

Les mécanismes de soutien ont toutefois des effets indésirables sur le fonctionnement et l'équilibrage du système électrique, puisque les producteurs bénéficiant de tarifs garantis au travers de l'obligation d'achat et du complément de rémunération, ne sont pas incités à moduler leur production. Ce phénomène favorise ainsi l'apparition de prix négatifs. De fait, le sujet est bien identifié par le ministère et des modifications de contrats sont en cours, notamment pour permettre l'arrêt ou la baisse temporaire de production de certains parcs, assurer l'équilibre du réseau et contenir l'effet sur les prix de marché.

Le deuxième constat est le suivant : ce soutien engendre des effets sur les rémunérations des producteurs, qui doivent être mieux suivis, mieux contrôlés et mieux maîtrisés. En effet, ces producteurs ont bénéficié de niveaux de soutien parfois anormalement élevés. Il ne s'agit certes pas d'une découverte pour la Cour des comptes. Cependant, la méconnaissance persistante de l'économie des filières de production, qui peut conduire à des situations de surrémunération, est inquiétante.

Ceci nous conduit à recommander à la direction générale de l'énergie et du climat et à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'élaborer un plan d'audit des filières ; ainsi qu'un tableau de bord de suivi de l'économie des principales filières soutenues budgétairement par l'État.

Les modalités de fixation de ces tarifs d'achat dans le cadre des guichets ouverts ont en effet pu générer des effets d'aubaine. À ce titre, le contrôle souligne notamment le choix délibéré de ne pas contenir l'augmentation des tarifs d'achat du petit photovoltaïque entre septembre 2021 et juillet 2023, dans le contexte de crise énergétique que nous avons connu. Ce phénomène a généré un afflux de demandes très significatif, ces demandes ayant été très supérieures aux objectifs fixés, grâce à des tarifs qui ont pu atteindre 240 euros le mégawattheure. Des mesures ont été prises par la suite pour réviser les conditions d'achat, mais les contrats signés pendant cette période devront être honorés pendant toute leur durée. Or, ces durées sont généralement longues, de l'ordre d'une vingtaine d'années, comme pour la plupart des pays européens.

Une autre manière de conclure ces contrats consiste à retenir des producteurs après appel d'offres, depuis une période plus récente. Ici, le constat est celui d'une insuffisance de concurrence, faute d'un nombre important de dossiers, entraînant une hausse des tarifs. La tendance s'est récemment inversée, mais le rapport insiste néanmoins sur la nécessité de renforcer les clauses de compétitivité des appels d'offres, pour éviter de nouvelles dérives. Nous proposons par exemple de retenir la proposition de la CRE visant à éliminer une proportion significative des dossiers, même s'ils répondent aux conditions d'éligibilité, pour favoriser plus de concurrence entre les producteurs.

Enfin, nous dressons un constat grave : celui d'une quasi-absence de sanctions vis-à-vis des producteurs en cas de non-respect des conditions contractuelles. À titre d'exemple, il peut s'agir d'une installation qui produit davantage que le seuil pour lequel elle a postulé. EDF a déjà alerté plusieurs fois sur cette situation de non-conformité, mais les suites données par l'État en région sont de fait assez limitées : aucune sanction effective n'a été portée à la connaissance de la Cour concernant la période 2021-2024. Seule une mise en demeure est intervenue. Nous demandons donc l'établissement d'un sérieux plan de lutte contre la fraude, associé à des outils et des procédures de détection et de recouvrement des indus.

Le troisième constat est le suivant : le coût pour l'État du soutien aux énergies renouvelables au titre des charges de services publics de l'énergie doit être mieux anticipé et piloté. L'impact est très variable et difficilement prévisible. Il dépend à la fois des volumes d'énergie soutenus, des tarifs garantis, des prix de marché auxquels cette énergie est valorisée. Ainsi, après avoir augmenté entre 2016 et 2020 pour atteindre plus de 6 milliards d'euros, les charges de services publics de l'énergie sont devenues négatives en 2022 et surtout en 2023, puisqu'elles ont rapporté 3 milliards à l'État, dans un contexte de prix de marché extrêmement élevé. Depuis, elles ont à nouveau fortement progressé, pour atteindre 7,4 milliards d'euros en 2025, selon les estimations de la CRE.

Ces prix de marché pour lesquels l'État compense au titre des CSPE la différence entre les tarifs de soutien et les prix de marché sont généralement des prix de court terme, très peu anticipables, ce qui rend la dépense budgétaire annuelle de l'État assez peu prévisible, non seulement pour l'année à venir, mais même en cours d'année. À titre d'exemple, en 2025, les charges de CSPE ont été réévaluées à la hausse de 2 milliards d'euros par la CRE dès la mi-année. Au sein de ces 2 milliards d'euros, seule une petite partie – environ 400 millions d'euros – était liée à l'augmentation de la production ; le reste étant dû à une baisse des prix sur le marché de court terme.

Compte tenu de l'ampleur des engagements financiers de soutien aux énergies renouvelables et de la sensibilité des charges de service public de l'énergie aux fluctuations des prix de marché, la Cour souligne aussi la nécessité d'améliorer la prévisibilité et le suivi de ces dispositifs. Le montant à venir des charges de services publics de l'énergie est retracé en engagements hors bilan, lesquels font partie des comptes de l'État, au titre des annexes. En 2024, le montant de ces engagements s'élevait à 70 milliards d'euros pour le soutien à l'énergie électrique et à 21 milliards d'euros pour le biométhane injecté, soit un total de 91 milliards d'euros courants, soit nettement moins en valeur actualisée. Ce montant ne prend pas en compte les volumes qui ont été engagés après le 31 décembre 2024 et, *a fortiori*, ceux qui seront engagés pour atteindre les objectifs nationaux de production d'énergie renouvelable. En moyenne, depuis 2018, les engagements cumulés s'établissent à une centaine de milliards d'euros chaque année. Enfin, la Cour recommande une évaluation unique en cours d'année, plutôt que plusieurs de moindre qualité, dont le Parlement aurait connaissance à l'occasion de la présentation de la loi de finances de l'année.

J'en viens à présent aux deux autres rapports sur la filière nucléaire. Le premier, le plus ancien, comporte également un certain nombre de messages. Tout d'abord, les projets d'EPR en France et à l'international ont été marqués par des retards et des surcoûts systématiques, confirmant les conclusions de notre rapport de 2020. Ensuite, la filière nucléaire a commencé à se structurer pour mettre en œuvre la stratégie énoncée en 2022, à la suite du discours de Belfort du président de la République. Au total, la filière a dû surmonter des défis techniques, organisationnels et industriels élevés. La tonalité du rapport était à la fois positive, puisqu'il pointait les progrès sensibles accomplis, mais il relevait également des insuffisances et un état de préparation préoccupant du nouveau programme EPR2, à maints égards.

Le premier constat du rapport portait sur Flamanville 3, qui avait été particulièrement étudié dans le précédent rapport de 2020. Le coût total de Flamanville 3, tel qu'estimé par la Cour, s'est révélé plus élevé que celui présenté par EDF : alors qu'EDF l'évaluait à 19 milliards d'euros 2015, notre propre évaluation l'établit à plus de 20 milliards d'euros. En euros 2023, cela conduit à un différentiel d'un milliard d'euros, c'est-à-dire près de 24 milliards d'euros selon la Cour, contre moins de 23 milliards d'euros pour EDF.

Nous avons souhaité, sur cette base, déterminer la rentabilité et le coût de production prévisionnel de Flamanville 3, qu'EDF ne souhaitait pas nous fournir, pour deux raisons essentielles. En premier lieu, Flamanville 3 était un prototype. Ensuite, selon EDF, le pilotage du parc s'effectue à la maille de la France entière. Ceci est partiellement vrai, comme vous le constaterez lorsque nous parlerons de la maintenance. Quoi qu'il en soit, nous aboutissons à une rentabilité très insatisfaisante, de l'ordre de 2 %, très inférieure au coût du capital d'EDF.

Ensuite, ces dérives de coûts sont générales et tiennent aussi en grande partie à des dérives de délai. Pour Taishan 1 et 2 en Chine, le retard a été de cinq ans et le surcoût s'est établi à 60 %. Pour Olkiluoto 3 en Finlande, le retard se chiffre à treize ans ; le montant estimé étant passé de 1,6 milliard d'euros en 2003 à près de 9 milliards d'euros en 2024. Le coût d'Hinkley Point C a connu une hausse de 30 % entre 2022 et 2024. De plus, à la suite de la publication de notre rapport, le coût de HPC a été réévalué par EDF, passant d'une fourchette de 31-34 milliards de livres à 32-35 milliards de livres. En outre, ce surcoût s'accompagne d'un glissement de calendrier d'un an pour la mise en service de l'unité 1, en raison de problèmes de logistique, de réception de tubes et de tuyaux divers, en nombre relativement important.

Notre recommandation consistait ainsi à s'assurer que tout nouveau projet international dans le domaine du nucléaire soit générateur de gains chiffrés et ne retarde pas le calendrier du programme EPR2 en France.

Troisièmement, le programme EPR2 pâtit d'un devis, d'une maturité technique et d'un financement encore peu aboutis. Le coût de construction des six premiers réacteurs répartis en trois paires sur les sites de Penly, Gravelines et du Bugey, est passé en un an de 52 milliards d'euros 2020 à 67 milliards d'euros 2020, soit une augmentation de 30 % à conditions économiques inchangées et hors effet de l'inflation. Depuis décembre 2025, le devis prévisionnel des six EPR2 semble stabilisé à 72,8 milliards d'euros 2020, soit donc un montant supplémentaire de 5 milliards d'euros par rapport au chiffre de 2023. La décision finale d'investissement est prévue pour la fin 2026 et la mise en service du premier réacteur sur le site du Bugey est toujours envisagée en 2038.

Quatrièmement, le cadre technique, industriel et organisationnel de la filière était encore instable au regard des enjeux, les référentiels techniques n'étaient pas complètement stabilisés. Ils conduisent à des exigences de sûreté par définition évolutives. De plus, des

réorganisations étaient en cours à EDF à l'époque, pour clarifier les responsabilités entre la maîtrise d'œuvre et la maîtrise d'ouvrage. La filière industrielle était encore fragile ; ses compétences et capacités étaient encore en reconstruction après une érosion prolongée. La visibilité insuffisante dont souffrait la filière était en grande partie liée à l'absence d'actualisation de la programmation pluriannuelle de l'énergie

J'aborde maintenant le troisième rapport, consacré à la maintenance des centrales nucléaires d'EDF en France. Ce sujet fait l'objet d'une attention régulière de la Cour, dans la mesure où la maintenance constitue un déterminant important du bon fonctionnement du parc historique, composé de cinquante-sept réacteurs, lesquels produisent plus de 70 % de notre électricité.

Tout d'abord, il apparaît que la croissance des activités de maintenance s'est poursuivie depuis 2014, sous l'effet conjugué du vieillissement du parc et des exigences de sûreté. Ensuite, dans la période récente, si EDF a surmonté des crises majeures, il n'en demeure pas moins que des difficultés structurelles demeurent. Troisièmement, si les résultats sont encourageants en termes de performances opérationnelles, ils restent subordonnés à la poursuite des plans d'amélioration et à un effort d'investissement très significatif. Enfin, nous estimons que la maintenance du parc existant et son fonctionnement jusqu'à soixante ans sont rentables et bénéfiques pour le système électrique.

Au total, nous formulons cinq recommandations. Pour la première fois, la Cour prend en considération l'objectif de prolongation de la durée de vie de ce parc, sous réserve du respect des conditions de sûreté vérifiées par l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). Notre jugement est le suivant : cette prolongation est économiquement profitable et bénéfique à l'ensemble du système électrique.

Dans le détail, l'augmentation des activités de maintenance a affecté la disponibilité du parc. Le volume des activités de maintenance croît régulièrement, de même que le nombre de tâches réalisées, les heures d'études d'ingénierie relative à l'îlot nucléaire ou les dépenses d'investissement consacrées au parc en exploitation, qui atteignent un montant de 5 milliards d'euros pour la seule année 2024. S'élevant à près de 91 millions d'euros par réacteur, le coût de maintenance s'avère supérieur à celui de la maintenance récurrente, qui avait été estimée à 50 millions d'euros par an et par réacteur par EDF en 2015. En termes de comparaison internationale, Constellation Energy US indique 60 millions d'euros par tranche et le suédois Vattenfall fait état d'un coût de 28 millions d'euros par tranche.

Pour autant, même s'il est important, le volume global des dépenses d'investissement du programme Grand Carénage entre 2014 et 2024 s'inscrit en deçà de l'enveloppe autorisée par le conseil d'administration en 2015. Celle-ci était de près de 55 milliards d'euros 2013 et s'établit à présent à 43 milliards 2013.

Deuxièmement, les activités de maintenance conduisent à une certaine indisponibilité du parc, en raison des arrêts qui sont nécessaires pour conduire ces travaux, ou pour des impératifs de sûreté, la réalisation d'essais réglementaires. La politique de maintenance d'EDF cherche à limiter au maximum ces indisponibilités.

La prise en compte de ces événements fait ressortir un taux de disponibilité moyen du parc de 74 % pour la période allant de 2014 à 2024. Une grande partie de cette indisponibilité a été liée à la crise de la corrosion sous contrainte, laquelle a conduit à l'arrêt de fonctionnement de certaines centrales. Ensuite, il ne faut pas confondre ce taux de disponibilité avec le facteur

de charge des réacteurs, qui est généralement inférieur au taux de disponibilité. En effet, le facteur de charge des réacteurs varie en fonction de l'optimisation économique souhaitée, pour tenir compte des prévisions de consommation ou de contraintes environnementales, par exemple en lien avec des rejets thermiques dans les cours d'eau durant les périodes de forte chaleur ou pour des raisons réglementaires ou sociales. C'est la raison pour laquelle EDF est davantage comptable du taux de disponibilité que du facteur de charge. Quoiqu'il en soit, ce taux de disponibilité moyen a diminué lors des dix dernières années, alors que sur la décennie précédente, il se situait autour de 80 %. Néanmoins, depuis 2022, un redressement s'opère.

Le deuxième constat concerne la multiplication du coût des visites décennales, lequel a abouti à un étalement des visites décennales de quatrième temps, c'est-à-dire après quarante ans de fonctionnement. Le tableau qui vous est présenté décrit l'évolution selon les différents paliers de production. Sur le premier palier, le palier de 900 mégawattheures (MWh), qui comprend les réacteurs les plus anciens et les plus nombreux (trente-deux), le quatrième réexamen coûte cinq fois plus cher que le troisième.

Cependant, la troisième visite décennale n'est pas non plus en reste. Pour le palier de 1 450 MWh, qui ne comprend que quatre réacteurs, mais les plus récents et les plus puissants, elle est trois fois plus onéreuse que la deuxième. Ce constat conduit à étaler ces opérations et à fractionner les visites décennales de la quatrième décennie de fonctionnement, pour maintenir une soutenabilité financière, avec l'aval de l'Autorité de sûreté nucléaire. Le cinquième réexamen périodique s'annonce moins lourd, mais il demeure affecté d'incertitudes.

Troisièmement, des crises industrielles importantes sont survenues, mais ont été traitées avec efficacité. Le phénomène de corrosion sous contrainte, notamment, apparu à l'automne 2021, a fait l'objet d'interventions massives puisque quinze réacteurs ont été arrêtés. Nous estimons que l'impact sur l'Ebitda du groupe, de la diminution de la production nucléaire liée à cette corrosion sous contrainte, est de 38 milliards d'euros, chiffre supérieur de 10 % à celui d'EDF.

Cet événement montre que l'homogénéité relative du parc, qui présente des avantages significatifs en termes de standardisation et d'économie d'échelle, peut s'avérer très pénalisante en cas de difficulté sur un des réacteurs de la série, comme en atteste l'épisode de corrosion sous contrainte. Le traitement de cette corrosion sous contrainte est désormais intégré à la maintenance courante dans le programme Grand Carénage et à une politique de remplacement préventif des équipements, qui n'affecte plus véritablement la production du parc.

Le quatrième constat est le suivant : la mobilisation industrielle et managériale sur cette maintenance témoigne de premiers effets probants, mais qui doivent être pérennisés. Les besoins de la filière ont donné lieu à un important travail de recension. L'entreprise, de son côté, a mis en place un nouveau programme d'action nommé « Start 2025 » pour « Soyons tous acteurs de la réussite des arrêts de tranche », qui vise à renforcer ces activités de maintenance.

Ce programme est fondé sur une plus grande industrialisation, une standardisation des méthodes de préparation des arrêts, une stratégie affinée d'allocation des ressources et des compétences. Il inclut notamment la mise en place d'équipes mutualisées, la formation de salariés à des gestes essentiels, mais il se caractérise surtout par un changement de culture appréciable, c'est-à-dire une meilleure association de toutes les équipes de terrain désormais mobilisées sur cette tâche. La Cour en a salué les premiers effets et estime nécessaire que ces actions soient pérennisées. En effet, les tableaux de bord montrent bien que certains projets en cours n'ont toujours pas atteint leurs objectifs, sur différentes métriques. Par ailleurs, EDF doit

davantage travailler sur le volet RH et compétences. Une identification précise de celles qu'il convient d'internaliser doit être réalisée.

Enfin, le programme Grand Carénage prévoit d'importantes dépenses d'investissement jusqu'en 2035, à hauteur de 66 milliards d'euros si l'on débute à partir de 2022. Il convient donc de s'assurer que ce suivi financier permette d'en maîtriser le coût et les délais, ce qui n'est pas totalement le cas actuellement.

Le coût de prolongation des réacteurs a été actualisé à partir des nouveaux chiffres en notre possession. L'actualisation de cette estimation conduit ainsi à un coût de prolongation de 51 euros 2023 par MWh, lequel demeure très compétitif par rapport à la construction de nouvelles capacités de production.

M. le président Éric Coquerel. À l'origine, notre démarche procède d'une initiative de notre collègue Philippe Juvin, qui souhaitait organiser une audition autour du rapport consacré aux énergies renouvelables. Pour ma part, j'ai estimé nécessaire que deux autres rapports de la Cour des comptes, passés relativement inaperçus lors de leur publication, en raison du contexte du débat budgétaire sur les EPR, soient également présentés pour élargir le débat sur les coûts de production de l'énergie.

À la lumière de ces rapports, il me semble assez lunaire de nous être engagés dans des choix décisifs pour l'avenir du pays par de simples décrets. Quelle que soit la position que l'on adopte sur le fond, cette méthode interroge profondément. J'en viens même à considérer que, s'il existe une difficulté structurelle à trancher ces enjeux majeurs au sein de l'Assemblée, le recours au référendum ne serait pas nécessairement la pire des solutions.

Madame la présidente, vous présentez une maintenance du parc nucléaire existant qui demeurerait financièrement supportable pour les décennies à venir. Néanmoins, nous pouvons tous convenir qu'il ne sera pas possible de prolonger indéfiniment des centrales qui sont déjà au-delà de leur durée de vie initialement prévue. Un relais devra donc être anticipé. Pour ma part, et dans l'attente hypothétique du « soleil artificiel » du réacteur thermonucléaire expérimental international (Iter) à Cadarache – dont on nous explique qu'il ne présenterait ni risque d'explosion ni déchets radioactifs, mais qui ne pourrait raisonnablement pas aboutir avant un siècle – j'estime que les énergies renouvelables constituent aujourd'hui la seule alternative réaliste et celle qui nous expose le moins aux dangers associés aux réacteurs EPR.

Ma première série de questions porte donc sur les énergies renouvelables. Certes, la Cour des comptes n'a pas vocation à juger les choix de politique publique du gouvernement. Toutefois, il serait utile d'aller au-delà du simple montant facial du soutien public aux énergies renouvelables. Toute politique publique a un coût, et notre commission exerce un rôle central pour en apprécier la soutenabilité. La Cour estime-t-elle que le soutien public aux énergies renouvelables permet de remplir les objectifs fixés à un coût raisonnable ?

Ma deuxième question concerne la formation du prix de l'électricité. Le développement du solaire et de l'éolien réduit mécaniquement le recours au gaz. Or, nous avons vu paraître récemment une étude de plusieurs associations de consommateurs européens estimant que les factures de gaz pourraient augmenter de 50 % d'ici 2030. Pour satisfaire la demande, il ne paraît donc pas rationnel de dépendre toujours davantage d'une énergie chère et volatile. La Cour des comptes considère-t-elle que les énergies renouvelables contribuent effectivement à la modération des prix de marché de l'électricité ?

J'en viens ensuite au rapport consacré à l'énergie nucléaire. Cette audition intervient à un moment symbolique, puisque nous commémorons cette semaine le quarantième anniversaire de la catastrophe de Tchernobyl. Je rappelle qu'un accident y a provoqué la fusion du cœur du réacteur, son éventrement et le rejet massif de matières radioactives dans l'atmosphère. Sans revenir sur l'ensemble des faits, je signale qu'un ouvrage récent de l'historienne Galia Ackerman rappelle combien l'énergie nucléaire demeure intrinsèquement dangereuse, notamment lorsque les installations deviennent des cibles potentielles dans le cadre de tensions internationales accrues, comme c'est le cas en Ukraine et en Iran.

Dans ce contexte, le gouvernement français engage le pays, par voie réglementaire et sans réelle transparence, dans un mix énergétique fortement nucléarisé. Le scénario retenu dans le cadre de la PPE 3 fixe un objectif plus élevé que toutes les options proposées par RTE. Je rappelle ainsi que RTE avait élaboré six scénarios : trois scénarios de sortie progressive du nucléaire et trois scénarios de maintien. Le plus ambitieux sur le plan nucléaire visait un plafond de 340 térawattheures (TWh) à l'horizon 2050. Or le gouvernement fixe désormais une cible comprise entre 380 et 420 TWh dès 2030, soit en l'espace de quelques années à peine.

La Cour des comptes s'est montrée très critique à l'égard de cette stratégie nucléaire dans plusieurs rapports, notamment ceux de 2020 et de 2025. Vous y évoquez une rentabilité médiocre de Flamanville 3, une maturité technique encore insuffisante ayant retardé le programme EPR2, une accumulation de risques susceptible de conduire à son échec, ainsi que des surcoûts de construction et d'incertitudes de rentabilité pesant directement sur l'actionnaire public, c'est-à-dire l'État. Vous rappelez également que des EPR en fonctionnement en Chine et en Finlande ont connu des dysfonctionnements techniques majeurs, aux conséquences financières lourdes, et que la stratégie industrielle actuelle n'offre pas les garanties nécessaires pour assurer le succès du programme EPR2.

J'en viens à mes questions. La première concerne le montant exact de la facture du programme EPR2 pour la France sur les décennies à venir. La Cour des comptes a évoqué un montant pouvant atteindre 100 milliards d'euros dans son rapport de 2025. Certaines analyses publiées dans la presse avancent même des chiffres proches de 250 milliards d'euros. Quelle est aujourd'hui l'estimation de la Cour ? Comment ce montant se décompose-t-il ? Quelle est votre marge d'erreur, compte tenu des nombreuses incertitudes ?

Ma deuxième question porte sur le réalisme financier d'un tel programme. Je rappelle une fois encore qu'il est possible de chercher des recettes fiscales pour financer nos politiques, mais là n'est pas le sujet. Le discours gouvernemental est aujourd'hui dominé par la nécessité de réaliser des économies substantielles, de l'ordre de 60 milliards d'euros en trois ans, afin de respecter la trajectoire de 3 % de déficit. Dans ce contexte, annoncer simultanément un programme nucléaire supérieur à 100 milliards d'euros suscite une profonde perplexité. En me plaçant volontairement dans la logique du gouvernement, je souhaiterais savoir si vous estimez que le financement du programme EPR2, et plus largement de l'énergie nucléaire, est compatible avec la trajectoire de réduction du déficit ainsi affichée ?

Pour conclure, au regard de l'ensemble de vos travaux, ne peut-on pas dire que le rapport sur les énergies renouvelables montre un modèle qui doit être corrigé, tandis que le rapport sur les EPR met en lumière un modèle qu'il faudrait éviter ?

Mme Inès-Claire Mercereau. Votre première interrogation portait sur le coût des énergies renouvelables et leur impact réel sur les prix de l'électricité. Une évaluation de politique publique menée en 2021 sur l'organisation des marchés de l'électricité a permis

d'établir que les énergies renouvelables contribuent, dans l'ensemble, davantage à une baisse des prix qu'à leur augmentation.

Votre deuxième question concernait le coût réel du programme nucléaire. Les montants évoqués correspondent à ceux que nous sommes en mesure d'identifier à partir, d'une part, des comptes rendus des conseils de politique nucléaire et, d'autre part, des données transmises par EDF. Il est toutefois essentiel de rappeler que ces coûts n'intègrent pas les frais financiers. C'est précisément pour cette raison que l'on évoque une enveloppe d'environ 100 milliards d'euros. À ce chiffre initial, doit en effet s'ajouter une appréciation des coûts financiers, lesquels peuvent sensiblement alourdir la facture globale, comme cela apparaît clairement dans les scénarios présentés par RTE. Les frais financiers associés à un programme nucléaire sont en effet susceptibles d'augmenter significativement le coût total, ce qui justifie l'ordre de grandeur retenu.

Il convient également de préciser que le nouveau programme nucléaire ne porte pas sur quatorze réacteurs, mais uniquement sur les six premiers. Par définition, seuls ces six réacteurs, prévus dans la première tranche, sont intégrés à l'estimation. Dans sa configuration actuelle, le schéma de financement prévoit que l'État accorde à EDF un prêt couvrant entre 55 % et 60 % du coût de construction. Les conditions précises de ce prêt ne sont pas encore connues. Par ailleurs, nous restons dans l'attente de l'appréciation de la Commission européenne, afin de déterminer si ce mécanisme constitue ou non une aide d'État. Or ces éléments auront nécessairement un impact sur le coût final du programme. Il importe cependant de souligner qu'il s'agit d'un prêt et non d'une dépense budgétaire, c'est-à-dire une opération de financement et non une opération de soutien direct de l'État.

Votre troisième question portait sur le scénario de mix énergétique le plus pertinent. La France dispose d'un parc nucléaire vieillissant qui assure encore près de 70 % de la production d'électricité, mais son renouvellement effectif n'interviendra qu'à partir de 2038. Un raisonnement de bon sens conduit donc à ne pas concentrer l'ensemble des choix sur une seule technologie et à reconnaître la nécessité des énergies renouvelables. Celles-ci ont certes représenté un coût élevé, principalement parce que les filières étaient inexistantes et qu'il a fallu les construire. Aujourd'hui, les effets d'échelle commencent à jouer. À cet égard, le récent lancement par le gouvernement d'appels d'offres mutualisés pour des parcs éoliens en mer marque un tournant. Il ne s'agit plus de productions dispersées, mais de grands parcs visant une véritable montée en puissance du renouvelable.

M. Éric Allain, président de la section « Énergie ». Dans notre rapport de 2022 sur l'organisation des marchés de l'électricité, nous avons essayé d'apprécier l'effet du développement des énergies renouvelables sur les prix de marché de l'électricité. Les travaux de modélisation conduisent à la conclusion d'une baisse des prix, de 4 euros à 6 euros du MWh, l'effet étant *a priori* d'autant plus important durant des épisodes de prix élevés.

M. Philippe Juvin, rapporteur général. J'avais en effet souhaité, lors du bureau de la commission, que ces questions essentielles puissent être abordées. À la lecture et à l'analyse de l'ensemble des rapports présentés, un constat préoccupant s'impose : nous sommes confrontés à une véritable faillite de la politique énergétique française, alors même que celle-ci constituait autrefois l'un des atouts majeurs du pays.

Dans les années 1970, des hommes d'État et des capitaines d'industrie avaient su bâtir une stratégie énergétique qui nous garantissait l'abondance de l'électricité, la compétitivité économique, des prix maîtrisés, ainsi qu'une souveraineté énergétique robuste. Or, en un peu

plus de vingt ans, cet acquis fondamental a été méthodiquement détruit. Nous avons progressivement accumulé les risques : risques de pénurie, de coupures généralisées, flambée des prix, dépendances multiples – hier au gaz russe, aujourd’hui au gaz naturel liquéfié (GNL) américain, demain au solaire chinois. Cette dérive s’est opérée au moyen de prévisions volontairement biaisées, d’un démantèlement programmé du nucléaire, d’une absence d’anticipation sur la prolongation du parc existant, d’une explosion de la fiscalité pesant sur les ménages et les entreprises, d’une dilapidation massive de fonds publics, et d’un effondrement de notre compétitivité internationale.

Alors même que soixante centrales nucléaires sont actuellement en construction dans quinze pays, la France n’est plus présente que de manière marginale, essentiellement à travers les projets britanniques. Partout, le sentiment d’une gabegie s’impose, et l’efficacité semble avoir disparu. Sous couvert d’écologie, on a recréé ce qui s’apparente à de nouveaux fermiers généraux, prélevant des rentes garanties par la collectivité. Face à un tel tableau, il est difficile de dire s’il faut céder à la colère ou à la tristesse.

À la page 21 du premier rapport, la part de production soutenue atteint 74 % pour le photovoltaïque, 69 % pour l’éolien terrestre, 100 % pour l’éolien en mer et 95 % pour la biomasse. Cela représente 87 milliards d’euros d’engagements hors bilan, soit une dette dissimulée, reportée sur les générations futures. Derrière le terme pudique de « soutien » se cachent en réalité des rémunérations garanties au profit d’acteurs qui « se sucent », financées par le contribuable d’aujourd’hui et de demain. L’ensemble n’a rien de glorieux.

Dans ce contexte, je formule deux questions. La première concerne le coût complet des énergies renouvelables. La Cour des comptes raisonne principalement en coûts budgétaires, tandis que le rapport Lévy-Tuot met en avant des coûts bien plus larges, incluant ceux liés aux réseaux, à l’intermittence. Peut-on aujourd’hui fournir une estimation globale de ce coût complet, en sachant que le coût minimal donne déjà le vertige ?

La seconde question est d’ordre budgétaire et institutionnel. Chaque année, nous votons le budget. Or certaines dispositions prévues dans le projet de budget ont disparu en cours de route. Quel conseil concret donneriez-vous à la Commission des finances, afin de limiter les dégâts dès l’élaboration du budget 2027, que nous discuterons fin 2026 ?

Mme Inès-Claire Mercereau. À ces interrogations, il n’existe pas, à ce stade, de vision claire et consolidée du coût des différentes filières renouvelables. Les coûts varient fortement selon les technologies en fonction des coûts de raccordement et de la disponibilité du foncier notamment, qu’il s’agisse de l’éolien terrestre, de la biomasse ou du photovoltaïque, qui ne peuvent être traités de manière uniforme. Cependant, si les investissements initiaux sont très élevés, les coûts d’exploitation demeurent relativement faibles. Pour rendre attractifs ces investissements, dont la rentabilité ne sera intéressante que sur le très long terme, les États ont recours à des mécanismes de soutien, tels que les tarifs garantis ou les contrats pour différence, afin de structurer et pérenniser les filières. L’État, enfin, ne saurait se substituer aux acteurs privés ni imposer autoritairement ces installations aux citoyens.

M. Philippe Juvin, rapporteur général. S’agissant des EPR, la Cour a recommandé en 2020 de calculer la rentabilité prévisionnelle de Flamanville 3 et de l’EPR 2, d’en assurer le suivi. EDF n’a pas répondu, ce qui témoigne selon moi d’un mépris de la part d’une grande entreprise, qui a fait hier la fierté du pays. Dans les années 1980, la France ouvrait une centrale tous les deux ans. Aujourd’hui, nous ne sommes plus capables de produire une centrale

de retards de plusieurs années. Comment explique-t-on cette perte de savoir-faire, cette perte de capacité à construire ?

Mme Inès-Claire Mercereau. L'ensemble des données a été largement exposé et votre commission en a pleinement pris connaissance. Lorsque l'on cesse de construire, on perd progressivement la maîtrise et la connaissance d'une technologie, laquelle n'est alors plus perçue comme éprouvée. Cette évolution ne concerne d'ailleurs pas uniquement la France. L'Allemagne, qui a choisi autrefois d'abandonner le nucléaire, a très récemment reconnu qu'il s'agissait d'une erreur considérable.

La perte de compétences se mesure également au regard des projets engagés. Lorsque plusieurs installations étaient construites simultanément, une dynamique collective s'instaurait pour constituer une filière d'excellence. La reconstruction d'une capacité industrielle et technologique requiert du temps, d'autant plus que le nucléaire demeure une technologie complexe. Qu'il s'agisse des réacteurs de grande puissance ou des petits réacteurs modulaires (SMR), il existe des délais incompressibles pour parvenir à une solution éprouvée, sûre et durable.

M. le président Éric Coquerel. La parole est aux orateurs de groupe.

M. Jean-Philippe Tanguy (RN). Il existait historiquement deux rentes majeures : la rente nucléaire et la rente hydroélectrique. Ces rentes ont permis de masquer, durant de nombreuses années, la gabegie des gouvernements successifs. La France disposait d'une avance si considérable et de prix de l'électricité si bas que toutes les dérives ont pu se cumuler pendant près de vingt ans avant que leurs effets ne deviennent visibles, tant sur les factures des consommateurs que sur les prix de marché.

Je souhaite revenir sur un point précis du rapport, notamment le tableau figurant à la page 24 relatif aux énergies renouvelables. Ce tableau présente le prix effectif moyen des contrats d'obligation d'achat par filière. Je suis frappé par l'euphémisme employé dans son commentaire. Vous indiquez que les prix de marché se situent entre 40 euros et 50 euros par MWh, ce qui est exact, tandis que le tarif moyen des énergies renouvelables atteint 174 euros par MWh. Nous ne sommes pas face à une nuance marginale, mais devant un écart d'un facteur trois.

Les chiffres illustrent une situation de gaspillage massif : 266 euros par MWh pour le photovoltaïque, près de 100 euros pour l'éolien terrestre, soit un facteur deux, et 170 euros pour l'éolien en mer, soit un facteur trois par rapport aux prix de marché. Or le nucléaire lui-même produit aujourd'hui autour de 50 à 60 euros par mégawattheure. L'écart entre les prix effectifs d'obligation d'achat et les prix de marché est considérable. Dès lors, pourquoi euphémiser alors que la situation est objectivement très préoccupante ?

S'agissant des énergies renouvelables, plusieurs éléments relèvent désormais du scandale, parfois tardif. On nous avait assuré que les dysfonctionnements initiaux, notamment dans le solaire, étaient conjoncturels et que le système s'était ensuite stabilisé. Or le rapport indique, à la page 14, qu'entre septembre 2021 et 2023, un mécanisme d'indexation a conduit, pour certains contrats photovoltaïques, à un prix de rachat atteignant 240 euros par MWh. Comment une telle dérive a-t-elle été possible ? Pour seulement 0,8 gigawatt (GWh) installé, cela représente un surcoût de 1,7 milliard d'euros sur vingt ans.

À la page 35, il est également mentionné un surcoût moyen de 10 % par rapport à l'Allemagne. Qui en porte la responsabilité ? Vous renvoyez par ailleurs à un amendement indiquant que 5 % des installations solaires représentent à elles seules un coût de 2 milliards d'euros. Ce renvoi, loin de rassurer, souligne le caractère dramatique de la situation. Plus grave encore, page 40, l'indexation de certains contrats datant de 2009 aboutit à des niveaux aberrants : jusqu'à 700 euros par MWh, soit plus de vingt fois le prix de marché actuel. Une telle situation dépasse l'entendement.

Concernant les EPR, je m'interroge sur la cohérence de vos recommandations. Vous préconisez de différer la décision finale d'investissement tant que le financement n'est pas sécurisé. Or le véritable problème n'est pas uniquement financier, mais bien économique : après actualisation, le coût de production dépasserait 100 euros par MWh, contre environ 50 euros aujourd'hui. Comment justifier un engagement dans l'EPR 2 à de tels niveaux de coûts ?

Enfin, ma dernière question porte sur la maintenance du parc nucléaire. Le rapport évoque 10 milliards d'euros liés aux normes dites « Fukushima ». J'aimerais que l'on m'explique pourquoi ces normes s'imposent à la France, alors même que les conditions physiques ayant conduit à l'accident de Fukushima ne peuvent en aucun cas se produire sur notre territoire.

Mme Inès-Claire Mercereau. Vous n'étiez peut-être pas présent lorsque nous avons abordé la question des tarifs d'achat des contrats photovoltaïques conclus entre 2006 et 2010. Elle a été examinée de manière approfondie et chacun a parfaitement conscience du caractère excessif de certains tarifs dont ont bénéficié des producteurs à cette période.

Le premier élément à rappeler est d'ordre juridique. Malgré plusieurs tentatives visant à modifier ces dispositifs, les pouvoirs publics se sont heurtés à des annulations successives, tant par le Conseil d'État que par le Conseil constitutionnel. Il n'est pas possible de modifier unilatéralement des contrats régulièrement conclus, fondés sur un équilibre économique précis.

Le second élément tient aux ajustements qui ont néanmoins été envisagés ou partiellement mis en œuvre. Certaines modalités ont pu évoluer, en dépit de stipulations contractuelles initiales différentes, notamment sur des mécanismes de plafonnement ou de déplafonnement. Toutefois, ces évolutions ne sont pas intervenues durant la période la plus critique, marquée simultanément par l'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire et par une flambée des prix de marché. Dans ce contexte, l'approvisionnement énergétique constituait une préoccupation majeure pour le gouvernement, et toute remise en cause des contrats dits S06 à S10 aurait pu fragiliser la sécurité du système électrique. Ces contrats ont donc été maintenus à des niveaux élevés, sous l'effet d'une conjoncture de marché qui, rétrospectivement, s'est révélée défavorable.

Ensuite, les lignes du tableau n°3 correspondent aux obligations d'achat par filière. Il existe nécessairement des écarts de prix significatifs, comme je l'ai indiqué précédemment. Ces différences s'expliquent avant tout par la diversité des filières. Les coûts d'investissement ne sont pas comparables entre la biomasse, l'hydroélectricité ou l'installation de panneaux photovoltaïques. De surcroît, les contrats assortis d'une obligation d'achat concernent prioritairement des installations de petite taille, alors que les dispositifs par appels d'offres s'appliquent aux projets plus importants.

Le système de complément de rémunération, présenté dans le tableau suivant, montre que les tarifs moyens issus de ce mécanisme sont globalement orientés à la baisse. À l'inverse,

les obligations d'achat, qui ne comportent pas de mécanisme d'écrémage et s'appliquent uniquement aux producteurs remplissant les conditions réglementaires, ont plutôt tendance à maintenir, voire à accroître, les niveaux de rémunération. La tendance récente consiste d'ailleurs à limiter autant que possible le recours aux obligations d'achat. Toutefois, il n'est pas envisageable de lancer des appels d'offres pour des installations photovoltaïques de très petite taille, ce qui explique la persistance de ce dispositif.

M. Denis Masségli (EPR). Je souhaite vous interroger sur le rapport concernant la filière EPR, un programme engageant notre pays pour plusieurs décennies. Ces enjeux sont pris à bras-le-corps par le gouvernement, notamment grâce à des outils de supervision mis en place depuis 2022. De fait, la plupart des recommandations de la Cour ont été partiellement mises en œuvre. C'est d'ailleurs grâce à ces outils que certaines difficultés ont pu être identifiées, rendues publiques et traitées. On peut y voir, me semble-t-il, les premiers signes encourageants d'une gouvernance qui progresse dans une direction positive.

S'agissant des enjeux humains, la filière projette 100 000 recrutements supplémentaires d'ici 2033. Ce défi industriel doit être pris en charge collectivement. Les surcoûts s'établissent à 23,7 milliards d'euros pour Flamanville. On peut penser que la raison principale de ce surcoût est liée à l'absence de production pendant quinze ans, et que les EPR2 profiteront du retour d'expérience des EPR1.

Dans quelle mesure estimez-vous que les mécanismes de supervision aujourd'hui en place constituent des garde-fous suffisants pour éviter que la prudence légitime ne se transforme malheureusement en paralysie d'un programme dont la France a stratégiquement besoin ?

Mme Inès-Claire Mercereau. La tentation de l'excellence et de la sûreté à tout prix conduit nécessairement à adopter une vision qui peut parfois paraître tatillonne. Néanmoins, il est impossible de faire l'impasse sur la sûreté du nucléaire. Par ailleurs, je ne pense pas que le financement sera complètement bloqué. Je vous avoue ne pas bien saisir votre question.

M. Denis Masségli (EPR). Dans le rapport, vous indiquez que les problèmes de financement pourraient conduire à suspendre l'avancée des travaux pendant une période de plusieurs mois, voire une année.

Mme Inès-Claire Mercereau. Ce rapport est un peu daté, dans la mesure où, à l'époque, la Commission européenne n'était pas encore saisie et qu'EDF puisait dans ses fonds propres pour poursuivre le programme nucléaire, sans assurance que son projet serait financé. Depuis, la situation a évolué.

S'agissant du schéma de financement et du partage des risques, nous n'avons pas effectué de contrôle, de suivi à pas-à-pas. Nous n'intervenons pas dans la décision publique, mais après. Cependant, nous comprenons que les discussions progressent. À ce titre, les communiqués récents des ministres ont plutôt relevé la décision de la Commission d'ouvrir officiellement l'enquête, en mars dernier. Quoi qu'il en soit, il est évident que les conditions de financement du nouveau programme nucléaire détermineront le coût global de ce programme.

M. Maxime Laisney (LFI-NFP). Vous estimez le coût de la prolongation du parc existant à plus de 130 milliards d'euros. Mais ce montant pourrait être plus élevé, puisque tous les réacteurs dépassent progressivement leur durée de vie initiale. De fait, les visites décennales pourraient donc apporter quelques surprises, exiger plus de travaux et durer plus longtemps que prévu. Ces visites nécessitant des réacteurs à l'arrêt, elles empêchent EDF de vendre de

l'électricité. De plus, vous soulignez que le calendrier de ces visites est particulièrement chargé dans les dix ans à venir. EDF risque donc d'enregistrer plus de dépenses et moins de recettes.

Ce problème vient également impacter le programme de nouveaux réacteurs puisque 40 % des 100 milliards d'euros nécessaires à leur construction reposent sur les bénéfices d'EDF, lesquels n'existent d'ailleurs que si les prix de marché sont suffisamment élevés. Or, cela n'est pas le cas actuellement et ce phénomène pourrait se poursuivre, compte tenu du développement massif des renouvelables, beaucoup moins onéreux, chez nos voisins européens.

Votre rapport de septembre 2025 estimait même un endettement d'EDF à hauteur de 245 milliards d'euros en 2040, pour des prix durablement situés autour de 50 euros du MWh et le mécanisme de versement nucléaire universel (VNU) n'y changera rien. Par ailleurs, le plan de financement par l'État des 60 % restants n'est toujours pas approuvé par la Commission européenne et fait même l'objet d'une enquête approfondie. De plus, le *design* détaillé des EPR2 n'est toujours pas terminé, empêchant d'établir un devis définitif, le coût ayant déjà progressé de 40 % en quatre ans, sans parler du coût du soutien public prévu après leur mise en service, estimé par certains économistes autour de 85 milliards d'euros.

Face à ces nombreuses incertitudes persistantes sur des investissements pharaoniques, maintenez-vous votre recommandation de janvier 2025, laquelle consistait à ne pas prendre la décision finale d'investissement dans les EPR2 ? Ces dépenses considérables et risquées – vous avez rappelé le retour d'expérience assez désastreux des EPR dans le monde – pourraient ainsi être en partie redirigées vers les énergies renouvelables plus sûres, plus rapides, plus souveraines. Des technologies dont vous pointez à juste titre certaines difficultés liées au soutien à des acteurs privés dans un cadre de marché mais pour lesquelles vous faites des recommandations sans modifier ce cadre.

De ce fait, ne serait-il pas plus simple et plus efficace, tant en termes de pilotage du réseau que de finances publiques, que toute la production nationale d'électricité soit gérée directement de manière publique ? Cela permettrait en outre de maîtriser les factures, de lutter contre la précarité énergétique grandissante des ménages et d'assurer la décarbonation de notre économie.

Mme Inès-Claire Mercereau. Je tiens à rectifier certains chiffres. Nous n'avons pas parlé d'un programme de 130 milliards d'euros. Par ailleurs, s'agissant de la maintenance, la bonne métrique à conserver en tête concerne le montant de 51 euros du MWh, tout en ayant conscience que l'on ne peut prolonger indéfiniment ces installations nucléaires sans prendre de risques excessifs. En conséquence, les comparaisons que vous établissez me paraissent devoir revenir sur des bases mieux établies.

Ensuite, s'agissant de votre deuxième question, notre recommandation visait à « *retenir la décision finale d'investissement du programme EPR2 jusqu'à la sécurisation de son financement et l'avancement des études de conception détaillée conforme à la trajectoire visée pour le jalon du premier béton nucléaire* ». Il faut donc que les choses avancent des deux côtés, celui d'EDF et celui des autorités publiques. Lorsque les positions auront suffisamment avancé, chacun prendra ses risques au vu de la conception suffisamment détaillée pour que le coût soit bien établi et dès lors que ce coût fera l'objet d'un programme de financement approuvé. Cette échéance devrait intervenir fin décembre 2026.

M. Philippe Brun (SOC). Je n'ai pas clairement compris votre position définitive. En effet, en réponse à M. Masségli, vous avez indiqué que vos interrogations sur le financement ont été partiellement levées par la progression des discussions, la clarification de la tarification d'électricité et le nouveau cadre européen. Dans le même temps, vous répondez avec justesse à mon collègue Laisney qu'il convient néanmoins de faire preuve de prudence et que, finalement, le financement n'est pas assuré. Quelle est donc votre position ?

Ensuite, s'agissant du financement, avez-vous audité le programme de Hinkley Point au Royaume-Uni ? Je rappelle ainsi que la couverture des risques de ce programme avait conduit le directeur financier d'EDF de l'époque, M. Thomas Piquemal, à démissionner. Il estimait en effet que les coûts n'étaient pas suffisamment couverts. Quelle est votre position à ce sujet ? Les modalités de financement de ce programme vous semblent-elles satisfaisantes et pouvoir être répliquées pour nos EPR français ?

Ensuite, avez-vous, au cours de votre travail, réfléchi à l'avenir de ces tarifs réglementés de l'électricité, notamment dans leur modalité de calcul, qui suscite aujourd'hui de nombreux débats. Or l'essentiel de la perception du chiffre d'affaires d'EDF reste quand même majoritairement composé de clients aux tarifs réglementés. Avez-vous un avis sur l'évolution de la fixation des modalités de ce tarif ?

Mme Inès-Claire Mercereau. Nous n'avons pas eu accès aux différents documents concernant Hinkley Point C. J'imagine que nos homologues britanniques le peuvent et, de mémoire, ils considéraient que les contrats pour différence conclus avec EDF entraînaient un coût assez important pour les contribuables britanniques. Ensuite, la délicate question de la fixation des tarifs réglementés de vente (TRV) ne faisait pas partie du périmètre de nos trois rapports.

Concernant le financement du programme EPR2, la Cour souligne la nécessité de clarifier le devis détaillé pour établir une estimation à peu près raisonnable du coût d'investissement. Dès lors que l'on enclenchera ce programme, il faudra tenir et suivre le devis, afin de disposer de financements solides. J'ose espérer que cela sera chose faite en décembre prochain.

Mme Marie-Christine Dalloz (DR). Votre rapport rappelle qu'à l'origine, les mécanismes d'obligation d'achat et de complément de rémunération ont été mis en place parce que les prix du marché ne suffisaient pas à assurer la rentabilité des installations. Cela étant dit, le coût de la « surrémunération » s'élève à 7,4 milliards d'euros en 2025. Dès lors, ne faut-il pas s'interroger, à mesure que certaines filières gagnent en maturité, sur la nécessité de maintenir ou non les mêmes mécanismes de soutien pour les nouvelles installations ? Plus concrètement, toute installation éolienne ou photovoltaïque a-t-elle aujourd'hui encore besoin de soutien public pour être rentable ?

Ensuite, pour objectiver le débat, votre rapport distingue bien ce qui est déjà engagé de ce qui dépend encore de décisions nouvelles. Pour éclairer utilement le législateur, avez-vous estimé, filière par filière, quelle part de la dépense future pourrait être évitée si l'on décidait de ne plus conclure de nouveaux contrats de soutien à l'éolien terrestre, à l'éolien en mer ou encore au photovoltaïque, dont le coût est particulièrement élevé ?

Enfin, ma troisième question concerne la décision de fermer plusieurs réacteurs nucléaires. La Cour des comptes a-t-elle estimé l'ensemble des dépenses ou manque à gagner induits par la décision de la fermeture de Fessenheim ?

Mme Inès-Claire Mercereau. S’agissant de votre première question, j’ai précisé dans mon propos liminaire que les rapports n’avaient pas pour objet d’évaluer les coûts complets de chaque filière. Nous nous sommes par ailleurs étonnés que l’État n’en ait pas une connaissance précise. La Cour n’est pas en mesure de dire quels sont les coûts complets de cette filière, ni vous fournir les déterminants économiques du taux de rentabilité interne de chacun des projets. Il n’en demeure pas moins que pouvoir disposer de ces coûts constitue un besoin patent, si l’on veut s’assurer de prendre les bonnes décisions.

Ensuite, les 7,4 milliards d’euros que vous avez mentionnés ne constituent pas une surrémunération, mais la différence entre un tarif d’achat et un tarif de marché de court terme, plus sujet à la volatilité des prix.

Il est inenvisageable de demander aux producteurs de prendre à la fois le risque de marché et le risque de l’investissement. En effet, le coût du capital serait tellement excessif qu’aucun investisseur n’accepterait de financer le projet.

Enfin, nous n’avons pas produit l’étude complète que vous estimeriez peut-être nécessaire concernant les enseignements de la fermeture de Fessenheim.

Mme Christine Arrighi (EcoS). Pris séparément, vos trois rapports sont rigoureux et circonscrits, mais, lus ensemble, ils décrivent une situation dans laquelle l’État s’engage simultanément sur 87 milliards d’euros d’engagement hors bilan pour les énergies renouvelables à fin 2024, 132 milliards du programme « Grand Carénage » et un programme EPR2 dont le devis a augmenté de 30 % en un an, sans plan de financement défini. En outre, ces dépenses interviennent dans un contexte de contraintes budgétaires sévères, à travers une entreprise publique fortement endettée. Avez-vous, au sein de la Cour, conduit une analyse transversale du cumul de ces risques financiers pour les finances publiques ? Si ce n’est pas encore le cas, ne serait-il pas nécessaire qu’une telle vision consolidée soit produite, avant que la décision d’investissement d’EPR2 ne soit prise ?

À cet égard, et à la lumière des risques précédemment mentionnés, que pensez-vous de l’annonce du président de la République du financement de 60 % du programme nucléaire par l’épargne du livret A et de son impact sur les politiques du logement déjà très dégradées ?

S’agissant de la transparence financière d’EDF et du rôle de l’État actionnaire, la Cour constate qu’EDF a refusé de manière « délibérée et persistante », de communiquer ses calculs de rentabilité sur Flamanville 3 et sur le programme EPR2, pourtant expressément demandés. Dans le même temps, le plan de financement du programme EPR2 n’est toujours pas arrêté, alors que la décision d’investissement semble toujours d’actualité. Comment l’État, actionnaire d’EDF et garant *in fine* des risques financiers qui pèseront sur les finances publiques, justifie-t-il qu’une entreprise publique puisse opposer un tel refus à une institution constitutionnelle de contrôle ?

Ma dernière question concerne l’équité du système des énergies renouvelables, dont il a déjà été question. Vous documentez des rentes privées garanties par le contribuable sur des contrats photovoltaïques à des tarifs notoirement surélevés, des tentatives législatives de récupération échouées et des effets d’aubaine que vous qualifiez vous-même de non avérés. Mais votre rapport prend soin de préciser qu’il ne porte pas d’appréciation sur les objectifs de politique énergétique, ni sur les choix de mix électrique.

Cette réserve méthodologique est-elle pleinement satisfaisante quand les modalités de soutien que vous analysez produisent des transferts de richesse massive du contribuable vers des investisseurs privés ? La Cour a-t-elle évalué les détenteurs de ces contrats surévalués, les producteurs initiaux ou les fonds d'investissement qui les ont rachetés ? Cela modifie-t-il son appréciation de l'urgence d'une récupération ?

Mme Inès-Claire Mercereau. S'agissant du calcul de rentabilité de Flamanville 3, nous avons produit nos propres évaluations pour pallier l'absence de réponse de la part d'EDF, celles-ci n'ont pas été contestées par EDF. J'ajoute que nous parvenons à nouer des relations à la fois franches et cordiales avec cette entreprise ; nous nous disons les choses très clairement et travaillons en bonne intelligence.

Ensuite, nous n'avons pas mené une analyse détaillée du mix énergétique, mais avons préféré répondre aux préoccupations légitimes des citoyens sur les énergies renouvelables, c'est-à-dire mettre à leur disposition les éléments les plus factuels concernant le coût du programme nucléaire. Il faut toujours garder en tête que les soutiens de l'État conduisent à la construction d'infrastructures de production qui resteront, et qui seront essentielles à l'avenir énergétique de notre pays.

De fait, on ne construit pas sur du sable. Vous reconnaissez tous l'importance de la décision qui a été prise lors du premier programme nucléaire ; nous avons ce patrimoine en héritage. Nous avons aussi construit un parc hydraulique qui a coûté énormément d'argent. Quand on reprend l'histoire d'EDF, il faut se représenter les coûts que l'entreprise a dû supporter, qui ont conduit à l'endettement que tout le monde connaît. De fait, ces infrastructures coûtent extrêmement cher.

S'agissant de la cohérence d'ensemble, l'État est la personne publique qui peut assumer le plus de risques, celle qui, par définition, prend les décisions les plus lourdes. Il les porte et doit en assumer la charge.

Mme Perrine Goulet (Dem). Madame la présidente, les travaux que vous nous présentez aujourd'hui constituent un éclairage à enjeu fort pour les Français, au moment où notre souveraineté énergétique est plus que jamais au cœur de nos débats.

Vos rapports viennent confirmer une réalité économique majeure : le prolongement de notre parc nucléaire existant demeure à terme l'option la plus avantageuse pour nos finances publiques et le pouvoir d'achat des Français. Vos travaux montrent d'ailleurs que les montants consacrés à la construction de la filière des énergies renouvelables depuis ses débuts sont sensiblement identiques à ceux qui seront dévolus demain à la filière des six EPR, soit environ 100 milliards d'euros.

L'État a déjà investi un montant cumulé de 26,3 milliards d'euros de charges de services publics d'énergie pour soutenir la production d'électricité par des énergies renouvelables et de biométhane, auxquels s'ajoutent les 7,44 milliards d'euros pour 2025. Ces sommes sont considérables, d'autant plus qu'industriellement, elles ne bénéficient pas véritablement aux industries françaises, mais plutôt aux industries étrangères. Mais dès lors qu'il s'agit d'argent public, il convient de rappeler que son usage doit être soumis à un contrôle rigoureux, d'autant plus compte tenu de la situation actuelle de nos finances publiques.

Vous mentionnez également les 87 milliards d'euros hors bilan. Sauf erreur de ma part, ces montants n'apparaissent donc pas dans le déficit public annuel, mais représentent une dette

significative pour les contribuables sur les vingt prochaines années. Je me pose donc la question suivante : doit-on continuer à surrémunérer les contrats actuels ? Ne craignez-vous pas que l'absence de mécanisme de révision *a posteriori* ne rende le coût des énergies renouvelables financièrement insoutenable pour le contribuable français d'ici 2030, alors que certains se sont fortement enrichis sur ces mêmes énergies renouvelables ?

De plus, les 87 milliards d'euros d'engagement ne comprennent pas les coûts des réseaux qu'il faut remettre à niveau pour accueillir ces énergies renouvelables, lesquelles ne sont pas pilotables et souffrent d'autres contraintes. Dès lors, le coût total pour la collectivité du déploiement des énergies renouvelables est sous-estimé. Pourriez-vous nous indiquer si mon analyse est correcte ? Dans ce cas, à quels montants ces coûts pour les réseaux sont-ils évalués ?

Vous qualifiez également le contrôle des producteurs d'énergies renouvelables par l'État d'insuffisant et les sanctions de quasi inexistantes. C'est un constat sévère pour une politique qui engage 87 milliards d'euros de fonds publics à terme, qui a déjà coûté 26 milliards d'euros et qui ne tient pas compte des coûts des contrats signés après 2024. Pourquoi, selon vos travaux, l'État est-il incapable de mettre en place une véritable politique de police et de contrôle de la production d'énergie ? L'État doit-il continuer à investir de telles sommes s'il n'a pas la capacité d'investir efficacement sur ses producteurs d'énergie ? Doit-on continuer à faire peser sur EDF le coût des rachats obligatoires de ces énergies renouvelables ?

S'agissant du nucléaire, vous notez une chute de disponibilité de notre parc à 74 %, en raison de l'allongement des arrêts de tranche. Au regard de la trajectoire de prolongement au-delà de cinquante à soixante ans, la Cour estime-t-elle que l'objectif d'EDF de remontée à 80 % est réaliste ?

Enfin, votre rapport pointe une inflation normative, qui se traduit par une hausse de 45 % des essais lors des visites décennales. Vous suggérez même que cette complexité pourrait nuire à la sûreté, en égarant les agents de terrain dans une bureaucratie technique. Soutenez-vous une simplification réglementaire drastique ? Si tel est le cas, quel verrou l'ASNR doit-elle faire sauter en priorité ?

Mme Inès-Claire Mercereau. Des groupes de travail commun ont été établis entre EDF et l'ASNR, afin de simplifier les procédures et de fluidifier les relations. Je ne doute pas qu'ils parviendront à obtenir des solutions satisfaisantes et un langage commun, entre grands professionnels.

Je tiens à souligner l'attitude responsable d'EDF face aux épisodes de corrosion, qui a dû décider d'arrêter simultanément la production de quinze centrales nucléaires. Une telle décision a des conséquences lourdes, tant sur la production que sur l'équilibre du système électrique. Elle a pourtant été prise spontanément, sans injonction de l'ASNR. De fait, les impératifs de sûreté sont bien pris en compte par EDF. Cela témoigne, selon moi, de la qualité des équipes françaises et participe pleinement à la réputation d'EDF. La sûreté du modèle nucléaire demeure en effet un enjeu absolument central.

Sur les autres questions, nous revenons toujours à la même interrogation : quel est le bon mix énergétique entre les énergies renouvelables, le nucléaire et, même si on le mentionne moins souvent, les hydrocarbures ? Je me dois, cependant, de rappeler que cette question n'est pas du ressort de la Cour. En revanche, vous disposez désormais de l'ensemble des éléments nécessaires pour vous forger une opinion éclairée : les coûts respectifs des différentes filières et les conditions dans lesquelles chacune peut être développée. Le rôle de la Cour est

précisément de mettre ces informations sur la table, afin de vous donner les moyens d'apprécier les bonnes solutions.

M. le président Éric Coquerel. La question qui vous était posée était d'un autre ordre. Je donne à nouveau la parole à Mme Goulet.

Mme Perrine Goulet (Dem). Aujourd'hui, 87 milliards d'euros sont inscrits hors bilan, et n'apparaissent donc pas dans le déficit public annuel. Comment faire pour inverser le mécanisme, trouver d'autres solutions, afin que le coût ne soit pas *in fine* assumé par le contribuable français, mais plutôt par ceux récupèrent de l'argent chaque mois.

Ma deuxième question concernait une évaluation par la Cour des coûts de remise à jour des réseaux qui sont absolument nécessaires et qui pèseront sur Enedis mais aussi sur d'autres opérateurs ? Enfin, doit-on continuer à faire porter uniquement sur EDF le rachat de ces énergies renouvelables ? Pourquoi ne serait-il pas également assumé par les autres fournisseurs d'énergie qui de notre pays ?

Mme Inès-Claire Mercereau. Votre première question concerne les montants engagés. Il convient d'abord de préciser les ordres de grandeur. Le chiffre exact s'élève non pas à 87 milliards d'euros, mais à 91 milliards d'euros en euros courants. Les 70 milliards d'euros correspondent aux engagements initiaux, auxquels s'ajoutent 21 milliards d'euros supplémentaires. En vision actualisée, le montant total atteint 76 milliards d'euros.

Ces 91 milliards d'euros constituent des engagements hors bilan. Cette qualification s'explique par le caractère variable de leur estimation : ils ne peuvent, pour cette raison, être inscrits dans le bilan de l'État. Il s'agit effectivement d'une dette future, déjà constituée, dont l'échéancier est clairement identifié et retracé dans les documents que vous avez à disposition. Le montant global correspond à l'ensemble des contrats actuellement en vigueur. Je précise à ce titre qu'il s'agit de plus de 700 000 contrats soutenus, ce qui représente une machine administrative considérable.

Votre deuxième question porte sur le coût de raccordement des installations. Ce coût n'est effectivement pas inclus dans les montants précédemment évoqués. Le raccordement est financé à travers le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe). Ce tarif n'est pas acquitté par le contribuable, mais par les usagers ; il se répercute donc directement sur la facture du consommateur.

Le Turpe repose sur les programmes d'investissement des gestionnaires de réseaux, Enedis et RTE. À cet égard, je me permets de vous renvoyer au rapport que nous avons consacré l'an dernier à ce sujet, tant ce mécanisme est structurant et complexe. Pour mémoire, Enedis prévoit environ 96 milliards d'euros d'investissements à l'horizon 2040, tandis que RTE en anticipe près de 100 milliards d'euros sur la même période. Ces investissements ne concernent pas uniquement le raccordement des installations d'énergies renouvelables ; ils incluent également d'autres besoins majeurs, notamment le raccordement de projets de centres de données.

Ces montants supplémentaires n'ont donc pas vocation à figurer dans le bilan de l'État, puisqu'ils sont portés par les bilans d'Enedis et de RTE et financés par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Enfin, sur votre troisième question relative à EDF et aux obligations d'achat, il convient de rappeler qu'EDF OA n'est pas une société distincte, mais un département interne d'EDF. Ce dispositif pèse sur la trésorerie de l'entreprise, mais non sur son compte d'exploitation, puisque les charges correspondantes sont compensées par l'État. En résumé, l'État rembourse intégralement EDF au titre des obligations d'achat ; EDF n'en supporte donc pas le coût final.

M. Pierre Henriet (HOR). On le voit au travers de ces échanges, il existe un sujet d'appréhension globale du financement des coûts énergétiques en prenant en compte ceux pris en charge par les contribuables et les consommateurs. La Cour montre que les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables ont indéniablement accompagné le déploiement des filières, mais souligne que leur coût atteint désormais un niveau qui impose un changement de méthode. En effet, au vu des montants précédemment évoqués il ne s'agit plus d'un outil d'incitation mais d'un engagement budgétaire difficilement soutenable à l'avenir. À l'inverse, sur le nucléaire, votre rapport souligne que la relance des EPR2 demeure indispensable à notre souveraineté énergétique et à la décarbonation, mais qu'elle reste entourée d'incertitudes majeures.

Comment l'État peut-il redevenir stratège, capable de soutenir sans subventionner à l'aveugle et investir sans reproduire les dérives du passé ? Ne faut-il pas dans un premier temps sortir d'une logique où la puissance publique finance presque automatiquement les volumes renouvelables installés, pour entrer dans une logique de rendement public de chaque euro dépensé ?

Par ailleurs, indépendamment de la question du coût des EPR2, ne faudrait-il pas exiger de l'Etat et d'EDF qu'ils démontrent que la France a comblé ses faiblesses d'exécution des mégaprojets telles que l'instabilité normative, la dispersion des responsabilités ou l'insuffisance dans la standardisation, sans quoi le devis initial restera un chiffre très théorique plutôt qu'une évaluation crédible ?

Mme Inès-Claire Mercereau. Vous avez raison de souligner la nécessité d'être particulièrement attentif au taux de rentabilité des projets. Nous évoluons toutefois dans un domaine marqué à la fois par l'incertitude et par une convergence d'analyses avec les autres pays européens. Les énergies renouvelables sont aujourd'hui développées partout en Europe, selon des mécanismes de soutien comparables et sur des durées similaires.

Dans ce contexte, on peut raisonnablement espérer que la vision dont nous disposerons prochainement, fondée sur une évaluation aussi rigoureuse que possible du coût complet de ces projets, permettra de mieux apprécier leur rentabilité réelle. L'objectif est clair, puisqu'il s'agit de s'assurer que les financements publics ne servent pas à soutenir à fonds perdu des investissements qui ne seraient pas durables.

La France dispose en outre d'un avantage comparatif par rapport à d'autres pays engagés dans le développement des énergies renouvelables, dans la mesure où elle a mis en place des contrats pour différence bidirectionnels. Dans ce cadre, lorsque les prix de marché sont faibles, l'État compense ; mais lorsqu'ils sont élevés, il récupère une partie des montants avancés.

Dans plusieurs pays européens, ces mécanismes sont unidirectionnels : l'État verse des compensations sans bénéficier d'un retour lorsque les prix augmentent fortement. Cet élément

mérite d'être rappelé, car il montre que la France n'est pas nécessairement aussi généreuse qu'on pourrait le croire dans le soutien apporté aux filières énergétiques.

M. Pierre Henriet (HOR). L'évaluation des coûts de l'EPR2 demeure fondée sur un chiffrage très théorique, établi dans des conditions qui n'ont notamment pas pris en compte l'ensemble des remarques sur les faiblesses d'exécution des mégaprojets tels que sont construits aujourd'hui. L'objectif porte aujourd'hui sur l'industrialisation des six EPR2 à venir. Cette organisation doit-elle être prise en compte pour établir un chiffrage plus précis ?

M. Éric Allain. Votre question me permet de revenir sur les modalités de chiffrage et sur l'évolution de ces estimations, dont Mme la présidente a rappelé qu'elles avaient augmenté d'environ 30 % en moins de deux ans. À ce stade, il apparaît que ces évaluations intègrent bien les éléments que vous avez mentionnés, en particulier les effets dits de série, c'est-à-dire l'existence de coûts communs au sein du montant global de 73 milliards d'euros.

Nous l'avons précisé dans le rapport : le développement du palier représente désormais près de 9 milliards d'euros, contre 3,8 milliards d'euros initialement prévus. À cela s'ajoutent environ 24 milliards d'euros pour la paire de Penly, en sachant que chaque site accueille deux réacteurs. Pour les paires suivantes, le modèle retient une dégressivité progressive des coûts, intégrée dans la conception technique détaillée d'EDF telle qu'elle est connue à ce stade.

Je rappelle que notre rapport est arrêté à début 2025. Il prend donc en compte les économies d'échelle attendues ainsi que les effets de standardisation, tant sur les équipements que sur les modalités de construction. Ces paramètres sont bien intégrés dans les évaluations actuelles.

La question demeure néanmoins de savoir si, à cette date, l'ensemble des optimisations encore possibles avait été pleinement intégré. Il convient de rappeler que des millions d'heures d'ingénierie sont consacrées chaque année à la mise au point de ce programme. Il est donc permis d'espérer que les travaux menés depuis la publication du rapport auront contribué à affiner les hypothèses et à améliorer la qualité des évaluations.

M. Charles de Courson (LIOT). Ces trois rapports contribuent utilement à l'éclairage de la représentation nationale. Vous y formulez notamment une recommandation visant à intégrer des clauses de révision dans les futurs contrats. Toutefois, je souhaiterais vous interroger également sur les contrats en cours. Nous avons déjà tenté une telle démarche dans le domaine du photovoltaïque. Vous le rappelez vous-même dans le rapport : une disposition a été votée par le Parlement, validée par le Conseil constitutionnel, mais un arrêté d'application a ensuite été annulé par le Conseil d'État au motif qu'il n'avait pas été notifié à la Commission européenne. En définitive, ce que le législateur avait adopté est resté sans effet concret. Dès lors, au regard de vos analyses, est-il techniquement et juridiquement envisageable d'introduire des clauses de révision sous forme d'avenants dans les contrats existants, et pas uniquement dans les contrats futurs ?

Votre deuxième rapport, empreint de bon sens, conduit à une conclusion que même les plus réservés à l'égard du nucléaire devraient pouvoir partager : la prolongation du parc existant de 40 à 60 ans apparaît comme une option rationnelle. Ces installations existent, elles produisent une électricité à coût relativement faible, et vous soulignez qu'il s'agit du meilleur investissement d'EDF. On évoquait initialement un coût d'environ un milliard d'euros par réacteur, soit 57 milliards d'euros. Votre estimation s'élève désormais à 101 milliards d'euros, voire à près de 130 milliards d'euros si l'on intègre certains coûts indirects. Mais même à deux

milliards d'euros par réacteur, l'opération demeure rentable et pertinente. Pouvez-vous me confirmer cette analyse et ce jugement globalement favorable sur la prolongation du parc ?

J'en viens enfin à votre troisième rapport, consacré aux EPR. Avec plusieurs collègues, nous avons eu l'occasion de nous rendre sur les sites d'Hinkley Point et de Sizewell. Vous évaluez à 23,7 milliards d'euros le coût d'investissement de l'EPR de Flamanville, mais vous ne précisez pas le prix de revient de l'électricité produite par cette installation.

Je rappelle qu'en commission, j'avais posé cette question au président d'EDF de l'époque, qui avait reconnu ne pas être en mesure d'y répondre. Je note en outre qu'EDF a d'ailleurs refusé de communiquer à la Cour le taux de rendement interne (TRI) de Flamanville 3. Vous indiquez néanmoins que ce rendement est, en tout état de cause, inférieur au coût moyen pondéré du capital d'EDF. J'avais demandé au PDG d'EDF s'il pouvait au moins confirmer que le prix de revient dépasserait 110 euros par MWh ; il m'avait répondu par l'affirmative. De fait, aujourd'hui encore, nous ne connaissons pas précisément le coût de production de l'électricité de Flamanville.

Quant à l'effet de série annoncé pour les six EPR 2, les estimations initiales évoquaient un coût de 8 milliards d'euros à 9 milliards d'euros par réacteur, soit environ 50 milliards d'euros au total. Désormais, les chiffres avancés se situent plutôt entre 11 milliards d'euros et 12 milliards d'euros par unité. Permettez-moi de dire que nous serons, en réalité, toujours plus proches de 20 milliards d'euros, car il n'y a pas de véritable effet de série lorsqu'on construit quelques EPR de manière intermittente.

Je rappelle également que pour ce qui est d'Hinkley Point, dans les estimations actuelles, non mentionnées dans votre rapport, le montant est proche des 20 milliards en euros constants. L'État britannique a garanti à la filiale d'EDF un prix de rachat de l'électricité de l'ordre de 100 euros par MWh. À Sizewell, après négociation, les ordres de grandeur sont comparables.

Dans ces conditions, pouvez-vous nous éclairer sur ces éléments et, surtout, nous dire s'il est raisonnable de s'engager dans de tels programmes, alors même que la France se trouve en situation de surcapacité de production au regard de la consommation ? Ce choix vous paraît-il réellement raisonnable ?

Mme Inès-Claire Mercereau. Votre première question porte sur le nucléaire existant et, plus précisément, sur les contrats en cours ainsi que sur la possibilité de les modifier afin de limiter les situations de sursurémunération constatées. Il s'agit en effet d'un sujet sensible. D'après les éléments communiqués par la direction générale de l'énergie et du climat, la difficulté principale tient à la condition juridique qui avait conduit le Conseil d'État à annuler les précédentes tentatives de modification tarifaire.

Pour lever cet obstacle, des discussions sont actuellement engagées avec la Commission européenne. L'objectif consiste à faire reconnaître que, si la notification formelle n'avait pas été réalisée à l'époque, certains contrats, notamment les séries S06 à S10, sont en vigueur depuis plus de vingt ans et qu'il est désormais possible de régulariser cette situation.

Au-delà de ces contrats spécifiques, il existe également des marges de manœuvre sur certaines modalités contractuelles. Toute modification suppose toutefois un accord des parties, dès lors qu'il ne s'agit pas de remettre en cause substantiellement l'équilibre économique fondamental des contrats. Certaines clauses d'indexation, par exemple, peuvent être révisées en

substituant un indice à un autre, notamment lorsqu'il existe une asymétrie d'information entre le producteur et l'acheteur et que les deux parties y trouvent un intérêt convergent.

Il convient ainsi de rappeler qu'au total, les contrats d'énergies renouvelables recensent environ 180 modalités différentes de clauses spécifiques. Il paraît difficile d'imaginer qu'aucune d'entre elles ne puisse être ajustée dans le temps. De fait, certaines sont manifestement moins essentielles que d'autres et pourraient légitimement être renégociées dans l'intérêt de l'État.

Enfin, s'agissant de Flamanville 3, je vous confirme les conclusions auxquelles nous sommes parvenus : le taux de rentabilité estimé est inférieur à 2 %, ce qui traduit une performance économique particulièrement faible au regard des montants engagés.

M. Éric Allain. La question portait également sur le coût de production actualisé. À ce stade, comme vous l'avez justement rappelé, nous ne disposons pas de ce chiffre précis pour Flamanville 3. En revanche, si l'on se projette sur le programme EPR 2, qui appelle prioritairement notre attention, les estimations convergent vers un ordre de grandeur d'environ 100 euros par MWh.

Ces niveaux sont cohérents avec ceux que vous évoquiez précédemment à propos du projet britannique d'Hinkley Point C, dont le financement repose sur un contrat pour différence assorti d'un prix de référence de l'ordre de 93 livres par MWh. S'agissant de Sizewell, les modalités de financement diffèrent, mais l'évaluation du coût de production demeure du même ordre de grandeur à savoir 100 euros par MWh, soit un coût qui n'est pas négligeable compte tenu des coûts de marché actuels.

Mme Inès-Claire Mercereau. Enfin, votre dernière question était relative au caractère raisonnable de tels investissements, je ne vois pas en quoi mon opinion aurait davantage de poids que celle du conseil d'administration d'EDF ou que celle de l'État. Le constat est néanmoins clair : une part significative de notre parc nucléaire arrive à maturité. L'option la plus raisonnable a consisté à prolonger l'exploitation des réacteurs existants, le temps que de nouvelles capacités soient construites et mises en service.

Cette transition doit s'opérer en s'appuyant sur le développement des énergies renouvelables, qui constituent un filet de sécurité indispensable pour répondre aux besoins de nos concitoyens. Par ailleurs, même si la consommation d'électricité connaît aujourd'hui une tendance plutôt basse, ce qui peut légitimement inquiéter, l'ensemble des scénarios établis par RTE n'envisage pas une baisse durable. Au contraire, les progrès de l'électrification laissent présager, à moyen terme, une reprise de la demande.

M. le président Éric Coquerel. Je rappelle malgré tout que dans certains des scénarios de RTE, l'énergie renouvelable ne constituait pas seulement un filet de sécurité.

M. Nicolas Ray (DR). Quel modèle de financement préconisez-vous pour financer la relance du nucléaire et la construction des EPR2 ? Il est parfois question de fonds stratégique. De fait, l'épargne des Français est importante ; ne pourrait-elle pas être mobilisée à cette fin ?

Ensuite, quel a été l'impact de la renationalisation d'EDF sur notre équilibre énergétique et financier ? Par ailleurs, vous considérez que Flamanville ne constitue pas un investissement convaincant. Comment l'expliquez-vous ? quelles leçons faut-il en tirer pour d'autres projets ? Enfin, je rejoins la question de mon collègue Charles de Courson concernant

les projets internationaux d'EDF. Constituent-ils un atout ou au contraire un risque d'éparpillement des ressources et des moyens ?

M. Emeric Salmon (RN). Je souhaite revenir sur les questions posées par M. Tanguy qui n'ont pas obtenu de réponses, notamment celle concernant les normes post Fukushima, qui ont coûté 10 milliards d'euros et qui ont modifié les exigences de l'EPR. De manière plus générale, nous souhaiterions obtenir des réponses sur les normes qui entraînent des dérapages des coûts du nucléaire, alors que le parc nucléaire fonctionnait parfaitement auparavant. Enfin, vous n'avez pas répondu non plus à l'interrogation de mon collègue Tanguy sur des coûts parfois exorbitants, de 400 à 700 euros le MWh. Nous aimerions obtenir des réponses sur ce point.

Mme Claire Lejeune (LFI-NFP). Ces rapports sont intéressants et utiles pour évaluer les modalités de financement et le pilotage au sens strict du terme, notamment les questions de surrémunération. Néanmoins, ils sont confrontés à certaines de leurs limites, puisqu'ils ne permettent pas de resituer ces dépenses dans des politiques industrielles, des politiques énergétiques. Or, en matière d'énergies renouvelables, on a parfois tendance à ne considérer que les coûts, sans mettre en regard les bénéfices collectifs – dont l'effet modérateur sur le prix de l'électricité –, alors que le nucléaire est valorisé au titre de la politique de souveraineté.

Les politiques industrielles et énergétiques ont surtout besoin de stabilité et de lisibilité réglementaire et politique. Dans ce cadre, le marasme de la PPE et ses deux ans de retard ont-ils engendré des conséquences ?

Mme Inès-Claire Mercereau. Votre première question concerne le modèle de financement et la mobilisation de l'épargne des Français pour la construction de nouvelles capacités nucléaires. De ce que j'ai compris, notamment à la lecture de la presse puisque ce point n'a pas été instruit directement dans nos travaux, il est envisagé qu'un prêt soit accordé grâce à la mobilisation du fonds d'épargne, c'est-à-dire principalement le livret A, qui demeure le support de référence de l'épargne populaire en France.

S'agissant des effets de la renationalisation d'EDF sur la politique nucléaire menée par l'État, la réponse se trouve davantage dans le rapport relatif au modèle économique de l'entreprise. Il est toutefois évident que cette renationalisation offre à l'État une capacité accrue à lancer des programmes industriels de grande ampleur. De tels projets comportent des risques financiers significatifs que des actionnaires privés ne sont pas toujours disposés à assumer, notamment lorsqu'il s'agit d'engager des fonds propres sur des horizons très longs et avec une forte incertitude.

Concernant Flamanville 3, la question de savoir comment un projet a pu devenir à la fois aussi coûteux et aussi peu rentable renvoie à des causes profondes. Nous sommes manifestement face à l'exemple type d'un programme qui n'a pas été conduit dans la continuité. De fait, les discontinuités dans les politiques industrielles sont rarement favorables à de tels projets. Le fait de ne pas avoir construit de réacteurs pendant une longue période constitue probablement l'une des explications les plus probables.

Sur ce que vous qualifiez d'éparpillement international, notre intention consistait avant tout à souligner la nécessité de concentrer les efforts sur la réussite du parc français, tant en matière de calendrier que de maîtrise des coûts, afin d'éviter une dispersion des ressources. Cela étant, il ne faut pas ignorer que des équipes sont implantées à l'étranger et qu'elles disposent parfois de compétences réelles. Dans cette perspective, l'enjeu n'est pas tant la

présence internationale que la garantie de la qualité et de l'expertise des équipes mobilisées sur des projets nucléaires.

S'agissant enfin des normes post-Fukushima, il est indispensable d'entrer dans un examen détaillé pour distinguer celles qui sont pertinentes de celles qui peuvent apparaître excessives ou inadaptées. Il convient en outre de conserver une exigence élevée de sûreté tout en évitant des mesures manifestement disproportionnées.

Certaines adaptations peuvent avoir un sens.

Enfin, il m'est difficile d'en mesurer précisément les effets du retard de publication de la PPE 3, le projet ayant été publié relativement tôt. Une chose est certaine toutefois : disposer d'une programmation pluriannuelle, même imparfaite, est préférable à l'absence totale de cadre. En effet, la visibilité qu'elle offre aux filières et aux investisseurs est essentielle pour des projets lourds, engageant le pays sur plusieurs décennies.

Mme Christine Arrighi (EcoS). Je souhaite évoquer la question du modèle social de la filière nucléaire. Vos rapports documentent avec précision les coûts financiers de la filière nucléaire et les risques industriels pesant sur EDF, mais ils ne traitent pas des conditions de travail, de l'exposition aux risques radiologiques ni les conséquences sociales d'une sous-traitance en cascade dont vous soulignez pourtant les fragilités.

Est-ce un choix méthodologique délibéré, relevant du périmètre que vous vous êtes fixé, ou une limite que vous reconnaissez à vos rapports, puisque vous avez souligné vous-même les fragilités de cette sous-traitance en cascade sur le plan industriel, au-delà de la question sociale ? Si la Cour devait conduire un travail complémentaire sur les conditions sociales de la relance nucléaire, quels seraient, selon vous, les indicateurs les plus pertinents à examiner ?

M. Jean-Philippe Tanguy (RN). Entre les pages 37 et 40 du rapport sur les énergies renouvelables, sont pointés des dysfonctionnements très graves au sein de l'État. Je pense notamment à une décision du Conseil d'État, qui semble vous surprendre, concernant les surcoûts des contrats des énergies renouvelables. Quelles leçons tirer de ces dysfonctionnements ? Des responsabilités ont-elles été identifiées ?

Ensuite, dans votre rapport sur le nucléaire, vous ne procédez pas à la conversion sur Taishan, sur le réacteur chinois. L'évaluation fait état de 50 euros à 55 euros le MWh sur un modèle EPR, soit des différences de coûts ahurissantes. Je suis frappé par le hiatus criant entre d'une part, la gravité de vos propos concernant le manque total de contrôle du développement de l'EPR2 et de ses coûts ; et d'autre part, votre recommandation, qui ne s'attache qu'à la sécurisation du financement. Mais de deux choses l'une : soit l'EPR2 est hors de contrôle comme l'EPR1 l'a été, et dans ce cas, d'autres recommandations doivent être formulées ; soit il n'existe qu'un problème de financement.

Vous n'avez pas répondu à ces questions. La situation est particulièrement grave, puisque ces décisions nous engagent pour un demi-siècle, en prenant le risque d'investir dans une machine qui ne fonctionne pas, mais qui nous coûtera pourtant une fortune.

M. Maxime Laisney (LFI-NFP). En premier lieu, je tiens à préciser que le chiffre de 131,9 milliards d'euros (en euros 2022) pour le programme Grand Carénage, que j'ai précédemment évoqué, figure à la page 10 de votre rapport sur la maintenance.

Ensuite, ma question concerne le tarif de l'EPR2, qui s'élèverait à 100 euros le MWh, une fois les chantiers achevés, ainsi que l'a signalé notre collègue de Courson. En réalité, le problème est double. D'une part, si les prix de marché sont durablement inférieurs à 100 euros le MWh, le coût pour l'État sera extrêmement élevé. D'autre part, même si l'on rembourse EDF jusqu'à 100 euros le MWh, puisque les coûts de production risquent d'être supérieurs, voire très supérieurs, ils ne pourront pas être couverts.

Vous avez formulé des recommandations pour les énergies renouvelables. Selon ces dernières, il s'agirait de moduler le niveau de soutien, y compris après la négociation et le lancement du contrat. Cette proposition concerne-t-elle également le soutien au « nouveau nucléaire » ?

Mme Inès-Claire Mercereau. L'une de vos questions concernait le modèle social. La question des conditions de travail, notamment dans un contexte de sous-traitance en cascade, est légitime, tout comme celle des indicateurs permettant de les apprécier. On peut s'interroger sur l'absence d'analyse approfondie de ces aspects dans le rapport. Cette situation résulte à la fois d'un choix et d'une contrainte. Compte tenu des moyens limités dont nous disposons, il est nécessaire d'opérer des arbitrages. Or, en tant que Cour des comptes, notre cœur de métier consiste avant tout à examiner les comptes et à mesurer les coûts.

S'agissant des indicateurs les plus pertinents pour apprécier les conditions de travail, je dois reconnaître que la question est d'une extrême complexité. Elle appelle des analyses fines, auxquelles il ne serait pas sérieux de répondre sans un travail approfondi préalable.

Ensuite, je ne suis pas certaine que l'on puisse parler de « dysfonctionnements » généralisés au sein de l'État, mais plutôt d'un fonctionnement parfois insatisfaisant. Chacun connaît précisément le périmètre de ses compétences, ce qu'il est en mesure de faire et ce qui ne relève pas de son champ d'action. L'enjeu consiste davantage à remettre de la cohérence dans l'organisation existante et à s'assurer que l'ensemble des outils disponibles est pleinement exploité.

Se pose toutefois la question des moyens humains et de leur répartition. Je ne suis pas en mesure d'affirmer si les équipes les plus adaptées se trouvent toujours aux bons endroits pour mener les analyses nécessaires sur les différentes filières énergétiques.

Enfin, s'agissant de la filière EPR 2 et de son coût, nous évoluons dans des marchés qui peuvent se révéler partiellement irrationnels et dont les mécanismes ne sont pas toujours pleinement maîtrisés. Le niveau de maturité atteint demeure sans doute insuffisant et l'organisation actuelle ne garantit pas, à ce stade, que les soutiens publics ou les coûts de production, qu'ils concernent le nucléaire ou les énergies renouvelables, soient systématiquement couverts par les prix de marché.

M. le président Éric Coquerel. Je vous remercie.

La commission entend M. Jacques Oberti, rapporteur de la mission flash sur les dysfonctionnements du logiciel Hélios, sur les conclusions des travaux de la mission.

M. le président Éric Coquerel. Le dernier point lors du jour concerne la communication de M. Jacques Oberti, rapporteur de la mission flash sur les dysfonctionnements du logiciel Hélios.

M. Jacques Oberti rapporteur de la mission flash sur les dysfonctionnements du logiciel Hélios. Mes chers collègues, je vous remercie de votre présence aujourd'hui, pour parler de finances locales. L'angle retenu dans cette mission est particulier, puisqu'il s'est agi d'analyser la panne de l'application Hélios, survenue au mois de février 2026.

L'application Hélios assure la gestion des flux comptables et financiers pour les collectivités, à destination du système d'information de la direction générale des finances publiques (DGFIP). Nous sommes malheureusement confrontés de plus en plus à des dysfonctionnements majeurs de nos systèmes d'information, le plus souvent dus à des cyberattaques de toute nature. Très récemment, j'ai été moi-même destinataire à titre privé d'un message de l'Agence nationale des titres sécurisés (ANTS) m'indiquant que l'ensemble de mes données personnelles relatives à mon permis de conduire et à mon véhicule, avaient été volées.

En d'autres termes, l'ANTS n'est plus sécurisée. Au-delà, notre société entière est devenue entièrement dépendante des systèmes d'information. La manière dont ces systèmes sont conçus, les sécurités mises en place, la capacité que nous avons de pouvoir les suppléer en cas de panne, voire les reconstituer, conditionne des pans entiers de notre fonctionnement. Force est de constater que les conséquences des failles de ces systèmes sont rarement évaluées.

Les collectivités territoriales, les communes, les intercommunalités, les départements, les régions, mais aussi les établissements hospitaliers sont tenus de passer par l'application Hélios pour transmettre l'ensemble de leurs opérations comptable (mandat, versement de prestations sociales, règlement de factures, remboursement d'emprunts, versement des salaires, suivi de trésorerie, établissement des comptes de gestion, ou plus récemment des comptes financiers uniques). Le rapport que je vous présente aujourd'hui tente de décrire la gestion de la panne d'Hélios réalisée par la DGFIP, d'en évaluer les incidences et de proposer des pistes d'amélioration.

La panne d'Hélios a eu lieu le 5 février dernier. Ce dysfonctionnement était toujours présent le 10 février, alors que la norme usuelle voudrait qu'une panne soit résolue en quarante-huit heures. Ayant occupé la fonction de président de l'association des maires de la Haute-Garonne, de nombreux maires de ma connaissance m'ont contacté, en s'inquiétant de ne plus pouvoir réaliser leurs opérations comptables courantes. J'ai alors immédiatement alerté le ministre de l'économie et des finances et la ministre des comptes publics, qui ont réagi immédiatement. Très rapidement, les équipes de la DGFIP ont diagnostiqué la nature de la panne. Il s'agissait du dysfonctionnement d'une baie de stockage sur un des deux sites de gestion des plus comptables ; la défaillance concernant plus particulièrement un module de déduplication des données permettant d'économiser l'espace de stockage.

Les équipes de la marque de la baie de stockage (Hitachi) sont aussi intervenues dans un temps record, en mettant des moyens conséquents à disposition pour réparer la panne. La probabilité d'une telle panne était selon ses équipes proche de zéro et il s'agirait du seul incident connu sur ce matériel, alors même que plusieurs centaines, voire plusieurs milliers du même

type de matériel sont installés au niveau mondial. Notons au passage que les équipes mobilisées, particulièrement celles de la DGFIP, n'ont pas compté leur temps.

Néanmoins, douze jours ont finalement été nécessaires pour effectuer le changement de la baie de stockage, en désactivant le module de déduplication par sécurité pour restaurer les données du site et redémarrer le système, soit le 17 février. De son côté, la DGFIP a communiqué sur une reprise de l'activité le 25 février, soit vingt jours après la panne. Compte tenu des flux en attente, le traitement complet des opérations a demandé plusieurs jours avant de revenir à la normale. Lors de la première semaine de mars, certaines opérations étaient toujours suspendues.

Pour mesurer les incidents de la panne, j'ai entendu les associations d'élus locaux, les gestionnaires publics et les directeurs d'établissements hospitaliers, les organisations syndicales, les autorités administratives des finances publiques, les éditeurs de logiciels, les agences de l'État compétentes, ainsi que le ministre de l'action et des comptes publics, David Amiel. Je tiens à remercier sincèrement l'ensemble de ces acteurs pour la qualité de leur collaboration. Le rapport offre une description précise à la fois de l'incident lui-même, des incidents induits, ainsi que de la réponse apportée par la DGFIP et de sa communication de crise.

À la lumière des consultations menées, il apparaît qu'environ la moitié des utilisateurs d'Hélios ont été, à un moment donné, dans l'incapacité de procéder à la transmission correcte des titres et des mandats. Cela représente plusieurs milliers, voire plusieurs dizaines de milliers d'ordonnateurs concernés. Cette situation a entraîné une impossibilité, pour nombre d'entre eux, de suivre avec exactitude l'état de leur trésorerie et d'achever le processus de clôture de leurs comptes, dans une période particulièrement sensible.

Certaines collectivités n'ont ainsi pas été en mesure d'extraire leur compte financier unique, condition pourtant nécessaire pour délibérer avant les élections municipales. Or, dans plusieurs cas, des élus sortants souhaitaient précisément mettre en avant la qualité de leur gestion. D'autres communes ont tenté, malgré tout, de maintenir la tenue de leur conseil municipal avant les élections. Toutefois, elles n'ont pas pu transmettre les documents requis dans les délais administratifs légaux, s'exposant de ce fait à des recours contentieux. Des cas précis de communes dans cette situation ont été portés à ma connaissance.

Par ailleurs, certains ordonnateurs ont manifesté leur inquiétude quant au risque d'intérêts moratoires, dès lors que des factures ne pouvaient être réglées dans les délais habituels. D'autres collectivités, en particulier des départements, ont pris l'initiative de prévenir leurs usagers de possibles retards dans le versement de prestations sociales. Enfin, plusieurs acteurs se sont interrogés sur le risque, en cas de prolongation du dysfonctionnement de l'application, d'une interruption du paiement des salaires.

Il convient néanmoins de souligner que la période durant laquelle la panne est intervenue, du 5 au 25 février, a fortement limité ses effets. Finalement, les conséquences sont apparues relativement contenues en matière de retards et de décalages dans les opérations comptables et la gestion des ressources humaines. Il faut cependant mesurer ce constat à l'aune d'un scénario alternatif : si la panne avait eu lieu en fin de mois, aux alentours du 20, la situation aurait été extrêmement critique. Plusieurs milliards d'euros de salaires auraient alors pu ne pas être versés par les canaux habituels, obligeant la DGFIP à recourir à des procédures dégradées, difficiles à mettre en œuvre à grande échelle. Au-delà des situations individuelles, il faut également imaginer les conséquences systémiques qu'aurait entraînées une telle panne sur

l'organisation des élections municipales, le non-versement en temps utile des rémunérations aux agents, des prestations sociales aux bénéficiaires.

Si l'on adopte une perspective plus large, il convient de constater que ce dysfonctionnement ne constitue pas un cas isolé. Il s'inscrit dans une série d'incidents récents, de nature différente, ayant affecté des services en ligne et des fichiers essentiels, qu'il s'agisse de « Gérer mes biens immobiliers », du fichier national des comptes bancaires et assimilés (Ficoba), de systèmes hospitaliers, ou encore du groupe La Poste. À cela s'ajoutent des attaques par déni de service, ou encore le piratage complet d'environnements numériques de travail observé en début d'année.

En matière de communication, la direction générale des finances publiques a considéré que sa responsabilité nationale s'arrêtait à l'échelon départemental, laissant à chaque direction locale le soin de relayer l'information auprès des ordonnateurs. Or, il apparaît clairement que cet échelon local n'a pas fonctionné de manière homogène sur l'ensemble du territoire. Cette hétérogénéité a rendu, dans certains cas, la gestion de crise particulièrement anxiogène.

Ainsi, certains ordonnateurs ont choisi de transmettre un volume maximal de mandats, afin d'éviter d'être tenus pour responsables d'éventuels intérêts moratoires. Ce choix les a toutefois exposés à des écarts entre flux traités et flux non traités, nécessitant par la suite un travail fastidieux de rapprochement lors du rétablissement des traitements. À l'inverse, d'autres ordonnateurs ont préféré suspendre toute transmission, évitant ainsi une phase de redémarrage complexe. La communication des trésoreries au niveau local s'est révélée ni suffisamment précise, ni suffisamment homogène.

À la lumière de ces constats, plusieurs recommandations peuvent être formulées afin de prévenir la survenue d'incidents similaires. En premier lieu, il apparaît indispensable de renforcer les mesures de prévention et d'améliorer les dispositifs de gestion de crise. À cet égard, si la direction générale des finances publiques a engagé un bilan exhaustif de l'incident, il serait pertinent que les différents acteurs auditionnés, entendus jusqu'à présent de manière séparée, puissent élaborer collectivement une évaluation de la gestion de la crise, afin de confronter leurs pratiques et leurs interactions respectives.

Par ailleurs, la DGFIP se prépare au déploiement d'une version 2 de l'application Hélios. Dans ce contexte, la solution la plus robuste, bien qu'indéniablement coûteuse, consisterait à formaliser un véritable plan de continuité d'activité intégrant le développement d'un serveur de secours. Un tel dispositif, sur le modèle de Chorus ou de Chorus Pro, reposerait sur un site passif activable en cas d'incident, disposant d'une puissance équivalente au site principal. Sa mise en œuvre supposerait l'organisation régulière d'exercices de continuité d'activité, dont le coût devrait être anticipé dans le cadre du projet de loi de finances (PLF) pour 2027.

À défaut d'un serveur de secours, et le cas échéant en complément, des procédures dégradées devraient être pleinement intégrées au dispositif de continuité d'activité, après avoir été rigoureusement documentées et portées à la connaissance de l'ensemble des acteurs, afin de les sécuriser.

Plus largement, le dysfonctionnement d'Hélios met en lumière l'urgence absolue de réduire les vulnérabilités des systèmes d'information critiques des administrations centrales. La création d'un plan formalisé d'information et de communication de crise apparaît à cet égard

indispensable, intégrant un retour d'expérience en temps réel jusqu'au niveau des ordonnateurs, pour limiter les disparités locales de traitement.

Certes, la DGFIP souligne la contrainte des moyens humains et financiers. Les investissements annuels actuels, de l'ordre de 60 millions d'euros à 70 millions d'euros, devraient être augmentés d'environ 50 millions supplémentaires pour atteindre un niveau de sécurisation satisfaisant. Au regard des vulnérabilités mises en évidence et des risques majeurs pesant sur l'activité économique et sociale en cas de rupture des flux, de tels investissements apparaissent pleinement justifiés, notamment dans un contexte de menace cyber croissante. La réduction des vulnérabilités des systèmes d'information des administrations centrales revêt un caractère d'urgence.

M. le président Éric Coquerel. Je vous remercie pour ce rapport particulièrement éclairant, qui a le mérite de mettre en évidence, à travers le cas précis de l'application Hélios, la vulnérabilité croissante de nos administrations face à la dématérialisation généralisée. Cet épisode illustre non seulement un défaut d'anticipation, que vous avez clairement identifié, notamment par l'absence de site de secours, mais révèle plus largement une exposition structurelle de l'action publique aux défaillances techniques.

Au-delà de cet incident, vous avez vous-même évoqué des situations plus graves encore, récemment mises en lumière par l'actualité, qui concernent des fuites massives de données personnelles touchant de plus en plus directement nos concitoyens. Vous avez cité des exemples significatifs, tels que celui de l'ANTS, mais il faut aussi mentionner celui de l'Agence nationale de télécommunication radio-maritime. EDF a également été concerné il y a peu.

À cela s'ajoute le fait que la DGSI a renouvelé en 2025 le contrat du logiciel de surveillance Palantir, d'origine américaine, conçu par la CIA. Nos instruments de surveillance sont largement écoutés par les États-Unis aujourd'hui. L'ensemble de ces constats met en lumière un problème fondamental : celui de la gouvernance du numérique public. Il rappelle les questions que vous soulevez avec justesse sur la cybersécurité, sur la continuité du fonctionnement des services essentiels, mais aussi sur la souveraineté numérique. Nous constatons en effet que nombre d'administrations, de services de l'État ou d'agences publiques recourent à des technologies étrangères, y compris dans des secteurs stratégiques et décisifs.

M. Philippe Juvin, rapporteur général. Permettez-moi, à mon tour, de m'associer aux remerciements adressés à notre collègue Jacques Oberti pour la qualité de son travail, sa rigueur et l'éclairage qu'il apporte. L'analyse conduite sur Hélios gagnerait, selon moi, à être étendue à l'ensemble de l'architecture informatique de l'État, des collectivités territoriales et de la fonction publique hospitalière. Elle met en évidence nos fragilités potentielles, lesquelles ne sont pas seulement d'ordre financier, mais relèvent également de la souveraineté.

Vous soulignez la nécessité d'un effort d'investissement supplémentaire, que vous évaluez à environ 50 millions d'euros par an, alors même que la DGFIP consacre déjà près de 70 millions à ces enjeux. Sur quelle base cette estimation a-t-elle été établie ? Attendez-vous que ces crédits soient mobilisés dès le prochain budget, pour quelle durée, et avec quels effets attendus ? Cette enveloppe concerne-t-elle uniquement Hélios ou s'inscrit-elle dans un périmètre plus large ?

M. Jacques Oberti. L'évaluation évoquée a été réalisée par analogie avec les investissements actuellement engagés chaque année. Je souhaite d'abord apporter une précision : le serveur et la baie de stockage concernés ont été mis en place à partir de 2018. Il

ne s'agissait nullement d'un problème d'obsolescence matérielle, même si certains systèmes reposent encore sur des logiciels anciens, notamment en langage Cobol, qui requièrent des compétences rares et très spécifiques.

Les 60 à 70 millions d'euros actuellement mobilisés servent à renouveler en continu les équipements et à accompagner la montée en compétence des équipes de la DGFIP. L'enveloppe additionnelle envisagée vise, quant à elle, à renforcer la sécurité du système, dans une logique comparable à la création d'un site supplémentaire, venant s'ajouter aux deux sites existants, afin d'assurer une réelle continuité d'activité.

La DGFIP a toutefois souligné une difficulté opérationnelle. Elle peine déjà à exécuter pleinement les 70 millions d'euros d'investissements annuels, faute de ressources humaines suffisantes, ce qui se traduit parfois par une sous-consommation des crédits. La mise en œuvre de 50 millions d'euros supplémentaires supposerait donc non seulement des crédits d'investissement, mais aussi des moyens de fonctionnement accrus et un renforcement des compétences internes.

Enfin, je souhaite souligner un point essentiel : la DGFIP demeure attachée à la préservation de son indépendance, tant dans la gestion de ses équipements que dans la maîtrise de ses savoir-faire, en limitant le recours à des partenaires extérieurs. Cette ligne de conduite me paraît particulièrement pertinente et mérite d'être saluée.

M. Nicolas Ray (DR). Je souhaite apporter une nuance sur l'état des systèmes d'information de la direction générale des finances publiques. Il me semble en effet que la DGFIP a réussi plusieurs transformations. Je pense notamment à Chorus, à la refonte des systèmes de paiement (RSP), ou encore à la mise en œuvre du prélèvement à la source ; soit autant de chantiers qui ont été conduits avec succès.

Il ne convient donc pas de dresser un tableau excessivement sombre de la qualité des systèmes d'information financiers et comptables de la DGFIP. Rappelons d'ailleurs que les anciens logiciels étaient bien moins sécurisés que ceux dont nous disposons aujourd'hui : les sauvegardes étaient réalisées manuellement, trésorerie par trésorerie, parfois de manière artisanale.

Pour autant, plusieurs interrogations demeurent. Avez-vous identifié d'autres applications de la DGFIP susceptibles d'être exposées à des risques systémiques ou à des incidents de même nature ? Par ailleurs, pouvez-vous préciser le nombre de trésoreries ou de départements concernés par la panne, en sachant que Hélios repose sur plusieurs sites ?

Parmi vos recommandations, je partage pleinement l'évidence de la création d'un site de secours, qui aurait sans doute gagné à être mise en œuvre dès l'origine. Quel serait le délai nécessaire à son déploiement et quel en serait le coût ?

Enfin, vous avez évoqué des retards de paiement. Heureusement, la panne est intervenue en début de mois, limitant son impact sur les traitements et les salaires. Pouvez-vous préciser qui a supporté les intérêts moratoires éventuels – vraisemblablement l'État – et pour quel montant ? Disposez-vous enfin d'assurances quant à la mise en œuvre effective de vos recommandations par la DGFIP ?

M. Jacques Oberti. S'agissant des différentes applications, il convient d'abord de rappeler que l'ensemble des outils de nature comparable présente potentiellement des fragilités

similaires. En l'espèce, l'incident analysé relève d'un dysfonctionnement matériel. Le rapport ne visait ni à établir une cartographie exhaustive de l'ensemble des applications de la DGFIP, ni à étendre cette analyse aux risques liés aux cyberattaques.

Concernant la mise en œuvre d'un serveur de secours, et au regard des délais habituellement constatés pour le développement de ce type d'applications, il faut rappeler que la conception et le déploiement d'Hélios ont requis de nombreuses années. La DGFIP prépare actuellement le lancement d'Hélios 2. Dans cette perspective, il apparaîtrait cohérent que la création d'un serveur de secours soit pensée de manière conjointe avec cette nouvelle version. Cela étant, je le répète, la faisabilité et le calendrier dépendront en grande partie des moyens d'action dont disposera effectivement la DGFIP. Il revient donc aujourd'hui à la DGFIP, dans le cadre de ses engagements, d'apporter des réponses précises sur le calendrier et les modalités opérationnelles. Pour ma part, je souhaite naturellement une mise en œuvre la plus rapide possible.

S'agissant des intérêts moratoires, une garantie claire a été apportée : leur prise en charge relève des finances publiques et non des ordonnateurs. Toutefois, au moment de la rédaction du rapport, aucune évaluation chiffrée consolidée n'avait encore été réalisée. Il est probable que la publication du rapport ait servi d'électrochoc, incitant les services à engager les travaux nécessaires pour objectiver ces éléments. Ceux-ci devront notamment ressortir de la mission d'évaluation précédemment évoquée.

Ensuite, aucun effet notable n'a été constaté sur les bénéficiaires de prestations sociales. Aucun dispositif d'accompagnement spécifique, par exemple via les centres communaux d'action sociale, n'a été déclenché. En revanche, des recours ont bien été introduits par certaines entreprises confrontées à des retards de paiement. Dans plusieurs cas, des règlements parallèles ont été opérés afin d'éviter des ruptures de trésorerie chez les prestataires.

La mission a par ailleurs permis de mettre en lumière certains points très spécifiques. À titre d'exemple, la Caisse d'allocations familiales (CAF) facture des intérêts moratoires lorsqu'elle ne reçoit pas le règlement des départements dans les délais impartis. Initialement, la DGFIP n'avait pas envisagé de vérifier si une part de ces intérêts était imputable à la panne. La CAF s'est engagée à ne pas les facturer, et l'évaluation est désormais en cours.

En résumé, le pire a été évité en raison de la période concernée. Je n'ose imaginer les conséquences qu'aurait entraînées une interruption portant sur plusieurs milliards d'euros de salaires.

Mme Christine Arrighi (EcoS). Je vous remercie pour cet excellent rapport qui, sous des dehors techniques, raconte en réalité l'histoire d'une dépendance profonde. Un paradoxe apparaît d'emblée : ce rapport décrit une panne provoquée par un équipement de marque Hitachi, matériel japonais, déployé sur des serveurs français hébergeant les données financières de l'ensemble de nos collectivités territoriales et de nos établissements hospitaliers.

Ce point n'est pas accessoire ; il constitue le cœur même du problème. Il révèle une dépendance à des équipements dont nous ne maîtrisons ni le code, ni la conception, ni les modes de défaillance. Il révèle également une dépendance à des prestataires privés, tels qu'Hitachi ou SAP, dont la place dans ce rapport mérite une attention particulière. Il est affirmé que cette panne était imprévisible, voire unique au monde. Pour autant, il faut rappeler que l'externalisation d'infrastructures critiques de l'État vers des acteurs privés étrangers conduit mécaniquement à une externalisation de la vulnérabilité.

Parmi vos recommandations figure le déploiement de serveurs souverains. Notre groupe y souscrit pleinement, d'autant plus que l'actualité récente multiplie les exemples de fuites massives de données. Toutefois, cette notion mérite d'être clarifiée. Un serveur souverain ne saurait se limiter à un hébergement sur le territoire national par un prestataire privé français. Il doit impliquer le recours à des logiciels libres, une maîtrise publique du code, une auditabilité complète par les services de l'État et la capacité effective de se passer du fournisseur initial.

Une telle maîtrise suppose des ingénieurs et des chercheurs formés, fidélisés et correctement rémunérés au sein de la sphère publique. Or, alors que le rapport évoque un besoin de 250 millions d'euros supplémentaires pour résorber la dette technique de la DGFIP, les crédits alloués à l'enseignement supérieur et à la recherche subissent gels et annulations. Cette contradiction tarit précisément le vivier de compétences indispensable et empêche de rompre durablement la dépendance aux prestataires privés.

Enfin, je souhaite dire un mot des agents. Les comptables publics ont travaillé dans l'urgence, souvent sans consignes claires, exposés à un risque réel de mise en cause de leur responsabilité personnelle. La note ministérielle autorisant les paiements sans contrôles complets n'a été transmise que le 19 février. Entre le 15 février et le 19 février, des décisions ont été prises dans un vide juridique préoccupant. Dispose-t-on d'une estimation du nombre de situations susceptibles d'engager ces responsabilités ? La DGFIP a-t-elle pris des engagements formels pour couvrir les agents concernés ?

M. Jacques Oberti. Il existe effectivement une dépendance matérielle qui peut légitimement interroger, même si la mission a montré que la marque concernée a mobilisé des moyens considérables afin de préserver sa crédibilité, laquelle s'inscrit à une échelle mondiale. Cette dépendance matérielle renvoie directement à la notion de souveraineté, notion qui demeure encore imparfaitement définie. À ce stade, il apparaît que le concept lui-même manque de clarté, y compris dans le cadre de la transposition de la directive NIS 2, où la souveraineté numérique n'est pas appréhendée de manière suffisamment précise.

Ensuite, la question de la qualification croisée mérite d'être abordée. En l'espèce, la direction générale des finances publiques dispose incontestablement de compétences solides. Toutefois, le fait de prévoir, au niveau de l'État, notamment par l'intermédiaire de la direction interministérielle du numérique (Dinum), une qualification croisée des procédures pourrait renforcer la robustesse des dispositifs et permettre d'anticiper des scénarios que chaque entité, prise isolément, n'aurait pas nécessairement identifiés.

Les autres aspects relèvent désormais pour l'essentiel du bilan en cours de réalisation par la direction générale des finances publiques. S'agissant plus précisément de la responsabilité des acteurs locaux, il nous a été clairement indiqué qu'aucun trésorier n'avait été tenu personnellement responsable et que la direction assumait l'intégralité des conséquences éventuelles. Enfin, le ministre, M. David Amiel, m'a proposé de participer aux travaux de retour d'expérience sur ces événements, ce qui me permettra d'en examiner très concrètement les implications.

M. Charles de Courson (LIOT). Nous constatons aujourd'hui la montée en puissance de systèmes informatiques de plus en plus vastes et fortement centralisés. Or, lorsque survient une panne, l'ensemble du dispositif s'effondre. À cet égard, il n'est pas inutile de rappeler que l'étatisation des comptables locaux résulte d'un décret-loi du maréchal Pétain ; ce fait historique est souvent oublié. Jusqu'en 1940-1941, les comptables étaient locaux, non nationaux. Si cette

organisation avait été maintenue, nombre des difficultés actuelles n'auraient probablement pas existé.

Aucun système n'est invulnérable. Tout dispositif, aussi sophistiqué soit-il, peut être pénétré dès lors que des acteurs suffisamment compétents s'y attaquent. Dans ces conditions, même en consacrant chaque année 50 millions d'euros supplémentaires à la sécurisation, il serait illusoire de penser éliminer totalement le risque. Les cyberattaquants d'aujourd'hui, de plus en plus jeunes, sont souvent extrêmement qualifiés. Plus un système est centralisé, plus il concentre la fragilité et attire les attaques. Une organisation davantage décentralisée réduirait mécaniquement l'ampleur des effets.

M. Jacques Oberti. On pourrait parfaitement envisager une organisation davantage décentralisée, dans laquelle les collectivités exerceraient localement les fonctions d'ordonnateur et de comptable, tout en restant soumises à un contrôle de même nature que celui existant aujourd'hui. Cette hypothèse a d'ailleurs été envisagée par le passé, avant d'être provisoirement écartée.

S'agissant de la fiabilité des systèmes, l'intelligence artificielle est désormais largement mobilisée pour la détection des signaux faibles. Il apparaît indispensable de progresser en matière de sécurisation, tout en reconnaissant qu'une répartition des systèmes, fondée sur une certaine forme de décentralisation, permettrait sans doute de mieux répartir les risques. Cette réflexion vaut également pour la question des centres de données.

M. Emmanuel Mandon (Dem). Au-delà de l'incident lui-même, dont les conséquences ont finalement été plus limitées que ce que l'on pouvait redouter, l'essentiel réside dans la portée du message que ce rapport délivre. Il met en lumière, avec beaucoup de précision, un ensemble de fragilités structurelles qui méritaient d'être exposées.

Je souhaiterais revenir plus particulièrement sur la question de la centralisation. Celle-ci peut rassurer nos concitoyens, notamment parce qu'elle est souvent associée à l'idée d'égalité de traitement, profondément ancrée dans notre modèle républicain. Pour autant, comme vous l'avez montré, et comme l'a rappelé notre collègue précédemment, cette centralisation appelle une vigilance accrue, en particulier en matière de gestion de crise. Il est en effet paradoxal de constater que cette organisation, censée garantir l'égalité, peut produire des réponses inégales selon les territoires lorsque survient un incident majeur. C'est précisément pour cette raison que le regard que vous portez, en tant qu'élu est particulièrement précieux. C'est là tout l'intérêt des missions d'information, et notamment des missions flash, qui permettent d'expérimenter, de tirer des enseignements concrets et d'alimenter utilement l'administration.

Je souhaiterais enfin connaître votre appréciation sur les échanges que vous avez eus avec les différents acteurs concernés, à la fois sur la réflexion relative à la gestion de crise et sur les enjeux liés à l'hypercentralisation et l'hyperconcentration.

M. Jacques Oberti. S'agissant de la gestion de crise, le débat a naturellement conduit à s'interroger sur le partage des responsabilités entre le secteur public et le secteur privé. Les auditions menées ont mis en évidence que certains acteurs privés – comme l'éditeur de logiciel SAP – disposent de ressources et de compétences qu'ils estiment plus adaptées à ce type de situation et plaident, de ce fait, pour une externalisation accrue. À l'inverse, la directrice générale des finances publiques, que nous avons également auditionnée, a affirmé avec force la nécessité pour l'administration de conserver l'ensemble des compétences en interne, afin de

préservé son indépendance. À titre personnel, son argumentaire m'a convaincu. Je pense que l'administration a la capacité de faire face, dès lors qu'on lui en donne les moyens. En l'espèce, l'incident concernait une panne matérielle ; il aurait probablement pu être traité différemment. Mais la réponse ne saurait consister à abandonner la maîtrise de nos systèmes d'information à des opérateurs extérieurs.

L'analyse de la gestion de crise révèle néanmoins des déséquilibres. Les grands comptes, tels que les hôpitaux ou les très grandes collectivités, ont été pleinement intégrés dans les circuits d'information et de suivi. En revanche, les petites collectivités, pourtant très nombreuses, n'ont pas toujours été prises en considération à la hauteur des enjeux auxquels elles étaient confrontées. C'est précisément pour cette raison qu'un véritable apprentissage de la communication de crise est indispensable, y compris au plus près du terrain.

Les retours d'expérience doivent ainsi intégrer les ordonnateurs eux-mêmes. Durant la crise, des réponses très hétérogènes ont été observées : certains ont poursuivi les transmissions, d'autres les ont suspendues, ce qui a ensuite compliqué la reprise d'activité. Ces situations auraient pu être anticipées, notamment en garantissant explicitement que d'éventuels intérêts moratoires ne seraient pas supportés par les collectivités, en particulier les plus petites communes.

Il est donc nécessaire de mobiliser une intelligence collective au service de la gestion de crise, d'imaginer l'ensemble des scénarios possibles et d'intégrer systématiquement les ordonnateurs, ce qui ne constitue pas toujours une culture spontanée de l'administration centrale.

M. le président Éric Coquerel. Je vous remercie

Membres présents ou excusés
Commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire

Réunion du mercredi 29 avril 2026 à 9 h 05

Présents. - Mme Christine Arrighi, M. Christian Baptiste, M. Jean-Pierre Bataille, Mme Shéhérazade Bentorki, M. Carlos Martens Bilongo, M. Arnaud Bonnet, M. Anthony Boulogne, M. Mickaël Bouloux, M. Philippe Brun, M. Éric Coquerel, M. Charles de Courson, Mme Marie-Christine Dalloz, M. Jocelyn Dessigny, M. Alexandre Dufosset, Mme Mathilde Feld, M. Emmanuel Fouquart, Mme Félicie Gérard, Mme Perrine Goulet, M. Pierre Henriot, M. Philippe Juvin, M. Daniel Labaronne, M. Aurélien Le Coq, M. Corentin Le Fur, Mme Claire Lejeune, M. Thierry Liger, M. Philippe Lottiaux, M. Emmanuel Mandon, Mme Claire Marais-Beuil, M. Denis Masségli, M. Jean-Paul Mattei, M. Emmanuel Maurel, Mme Estelle Mercier, M. Jacques Oberti, M. Didier Padey, M. Nicolas Ray, M. Matthias Renault, M. Charles Rodwell, Mme Sophie-Laurence Roy, M. Emeric Salmon, M. Jean-Philippe Tanguy, M. Nicolas Tryzna

Excusés. - M. François Jolivet, M. Damien Maudet, M. Charles Sitzenstuhl

Assistaient également à la réunion. - Mme Justine Gruet, M. Maxime Laisney