



WWF

BRIEFING
PAPER

AOUT
2018

SAUVER EDF

PAR LA TRANSITION

Editorial

EDF n'est pas une entreprise comme les autres. Premier producteur d'électricité en Europe, c'est une entreprise systémique, qui, comme les banques, est trop grosse pour faire faillite. Sa situation économique intéresse donc non seulement les clients d'EDF mais aussi les citoyens et les contribuables qui seront nécessairement sollicités si la situation financière du groupe continue de se détériorer.

Car EDF est une entreprise qui va mal. Elle perd de l'argent, son free cash-flow (voir page 3) est négatif depuis 11 ans, sa dette nette atteint 43 milliards d'euros et le groupe devra faire face dans les prochaines années à 150 milliards d'euros de besoins d'investissements.

Comme d'autres entreprises du secteur de l'énergie, en particulier de l'électricité, EDF doit se réinventer notamment au regard de la transition énergétique qui bouscule les modèles établis en Europe et partout dans le monde. Réinventer son modèle est devenu un impératif dans ce secteur, et EDF ne peut pas y échapper.

Une partie importante de l'entreprise y est prête et voit la transition énergétique non seulement comme une opportunité mais comme une voie pour assurer l'avenir du groupe qui est prisonnier de son modèle historique.

Cette nécessité de se réinventer coïncide avec le débat politique autour de la mise en œuvre de la loi transition pour la croissance verte dont le décret sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) doit clarifier le calendrier et la trajectoire de diminution de la part du nucléaire à 50% du mix de production électrique français.

Dans ce double contexte, économique et politique, cette note propose pour la première fois un ensemble de mesures qui constitue un plan de sauvetage d'EDF tout en assurant la transition vers un rééquilibrage de la part du nucléaire à 50% du mix de production électrique.

Ce travail, réalisé par les équipes du WWF France sur la base des données chiffrées publiées par EDF, montre qu'un chemin qui sort des oppositions stériles et bâtit un avenir financier durable pour EDF existe bien, tout en réalisant un élément important de la transition énergétique française.

Ce travail inédit se veut une proposition opérationnelle susceptible de nourrir les décisions qui seront à prendre dans les prochaines semaines dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Ce travail se veut un compromis entre les visions portées par toutes les parties prenantes. Aucune d'entre elles n'y retrouvera ses positions. C'est précisément le sens d'un compromis, nécessaire pour assurer l'avenir d'EDF par la transition.

Le WWF France remercie les experts du secteur qui ont accepté de tester les hypothèses de travail et de partager leurs analyses et leurs informations.

1. La situation financière actuelle d'EDF est intenable

La situation financière du groupe EDF peut se résumer en trois points : une dette importante, des ressources insuffisantes pour la rembourser, un mur d'investissements devant soi.

Une dette importante.

Le montant de la dette nette du groupe EDF s'élève à 33 milliards d'euros auxquels s'ajoutent 10 milliards de dettes hybrides, soit un total de 43 milliards d'euros à rembourser.

Cet endettement provient de quatre types d'investissements :

- L'entretien du parc nucléaire actuel vieillissant (19 centrales, 58 réacteurs) et sa mise en conformité face aux nouvelles normes de sûreté ;
- Le développement de la technologie du réacteur de 3^e génération EPR (Evolutionary Power Reactor) ;
- L'acquisition d'actifs à l'étranger (notamment USA et GB) ;
- Le développement des énergies renouvelables (solaire, éolien...), même s'il s'agit d'un montant d'investissement secondaire au regard du volume global de la dette.

Une dette de 43 milliards, c'est important, certes. Mais une dette reste raisonnable tant que l'entreprise a les moyens de la rembourser. Toute la question est là : le groupe EDF a-t-il les moyens de sa dette ? Dans l'environnement économique actuel du marché de l'électricité, le groupe EDF ne génère pas suffisamment de ressources pour supporter le remboursement de sa dette. Le *free cash-flow* (voir encadré) est un indicateur financier éclairant. Un *free cash-flow* positif informe que l'entreprise dégage une capacité à rembourser sa dette et payer des dividendes. Et un *free cash-flow* ponctuellement négatif peut être dû à une période d'investissements importants. Le groupe EDF, lui, affiche un *free cash-flow* négatif depuis 11 ans. Autrement dit, cela fait 11 ans qu'EDF n'est pas en capacité de rembourser sa dette et de payer des dividendes.

La dette nette d'EDF était de 37 milliards d'euros au 31 décembre 2016 et 33 milliards un an plus tard, fin 2017. Cette baisse constatée dans les comptes 2017 est uniquement due à l'augmentation de capital de 4 milliards d'euros, réalisé majoritairement avec l'argent du contribuable, et aux cessions d'actifs, qui ne pourront pas se répéter régulièrement, la liste des actifs cessibles étant limitée. Autrement dit, sans eux, l'endettement se serait accru une fois de plus. En plus de ces 33 milliards, EDF a également 10 milliards de dettes hybrides à rembourser, soit un total de 43 milliards d'euros.

Le **free cash-flow** représente la quantité d'argent, réellement disponible, générée par l'exploitation courante de l'entreprise et après que les investissements nécessaires au maintien ou au développement de la production aient été payés. Le *free cash-flow* mesure donc le différentiel entre un flux d'argent entrant et un flux sortant. Il se distingue du *cash-flow* (trésorerie) qui n'intègre pas les investissements.

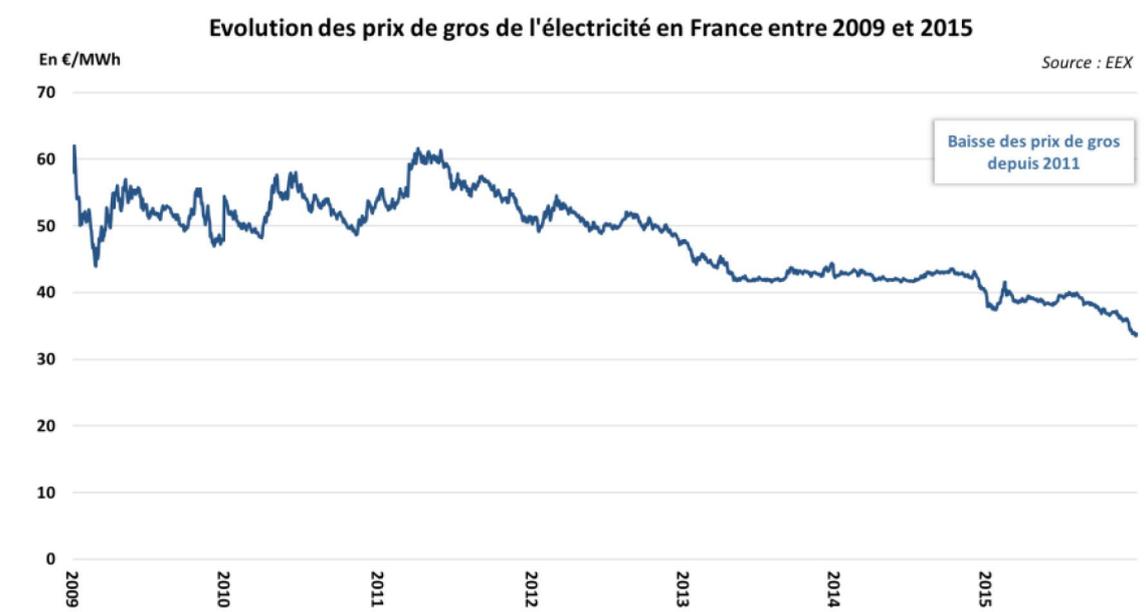
Pourquoi EDF n'est pas capable de rembourser sa dette ?

Deux facteurs principaux permettent d'expliquer pourquoi EDF n'est pas capable de rembourser sa dette :

1. Les prix de gros (voir page 5) de l'électricité ont baissé, réduisant mécaniquement les rentrées financières d'EDF. Cette baisse provient de la conjonction entre une surcapacité de production électrique à l'échelle européenne et des prix particulièrement bas des combustibles et du CO₂. Cette surcapacité s'explique par le maintien des capacités de production anciennes (nucléaires et fossiles), alors que les énergies renouvelables se sont développées et que les gains d'efficacité énergétique et les délocalisations industrielles génèrent une tendance à la baisse des consommations électriques ;
2. Le coût de production du MWh des réacteurs français a augmenté en raison de leur sous-utilisation. En effet, l'économie d'un réacteur nucléaire repose en très grande partie sur des coûts fixes. Moins le réacteur produit d'électricité, plus cette électricité coûtera cher...Et, de fait, les réacteurs affichent aujourd'hui un taux global d'utilisation inférieur à 70 %¹ contre 75 à 80 % en période normale. Cette baisse s'explique en deux temps. Tout d'abord, EDF a sous-investi dans l'entretien du parc dans la période des années 2000 ce qui a fragilisé les installations, alors que le parc était encore jeune. Puis, malgré une correction du niveau d'investissement, le vieillissement du parc, les exigences post catastrophe de Fukushima, et la multiplication des incidents ont contraint EDF à multiplier les arrêts de tranche (stopper la production d'un réacteur d'une centrale), parfois à la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

¹ En 2017 il était de 69 %

Les prix de gros correspondent notamment aux prix négociés « sortie d'usine » par les producteurs d'électricité avec les fournisseurs d'électricités et les entreprises dont les besoins sont suffisamment importants pour se fournir « à la source ». Ils se basent largement sur les cotations du marché organisé de l'électricité (la bourse).



Source : OIE-UFE d'après EEX

Ce qu'il faut retenir...

EDF se trouve donc dans une situation où, son coût de production augmente, alors que les prix de gros, eux, sont plutôt bas et surtout soumis à des risques forts de volatilité. La machine à cash fonctionne à l'envers et dans le cas d'EDF, cette situation est confrontée à un autre problème : un mur d'investissements se dresse pour les dix ans à venir. Au-delà, sans changement de modèle, la contrainte d'investissements demeurerait forte.

Face au mur d'investissements

Selon l'évaluation de WWF France, EDF aura à investir dans les 10 prochaines années entre 140 et 150 milliards d'euros. Cette évaluation s'appuie sur des chiffres avancés par le groupe EDF et comprend les investissements nécessaires pour :

- La construction des deux EPR de Hinkley Point (Royaume-Uni) ;
- Le chantier du grand carénage qui consiste à « remettre en état » les réacteurs français qui arrivent progressivement au terme de leurs 40 ans d'exploitation afin d'en prolonger la durée de vie : ce sont 46 réacteurs à rénover d'ici 2030 pour un montant estimé à 1 milliard d'euros par réacteur ;
- Le quasi-doublement de la capacité de production des énergies renouvelables par le groupe EDF dans le monde (28 à 50 GW nets), ce qui inclut le « plan solaire » d'EDF qui prévoit l'installation de 30 GW bruts de capacité de production solaire en France d'ici 2035 ;
- Le « plan de stockage » d'EDF qui vise à développer 10 GW de capacités de stockage de l'électricité d'ici 2035 en France et dans le monde ;
- Les besoins courant d'investissement des filiales étrangères ;
- Le déploiement du compteur Linky ;
- La maintenance et l'exploitation des réseaux.

Cette liste n'intègre pas les investissements nécessaires au démantèlement des réacteurs nucléaires (la loi de 2015 prévoit le démantèlement des deux réacteurs de Fessenheim) et ceux liés à la gestion des déchets, notamment le projet d'enfouissement Cigéo à Bure, puisque ces investissements ont été provisionnés par EDF. L'entreprise a donc déjà « mis de côté » les sommes qu'elle estime nécessaires.

Toutefois, des doutes subsistent sur le bon dimensionnement de ces provisions. En ce qui concerne le coût total du projet Cigéo, EDF l'évaluait à 20 milliards d'euros, contre 35 milliards selon l'Agence nationale de gestion des déchets radioactifs (Andra) qui est chargée de réaliser le centre d'enfouissement de Bure. Finalement, l'arbitrage politique aura amené EDF à provisionner pour un coût de 25 milliards d'euros.

Ailleurs en Europe, le coût du démantèlement des réacteurs a été chiffré à des niveaux très supérieurs à ceux d'EDF. Engie, E.ON ou RWE pour des réacteurs situés en Belgique et en Allemagne prévoient des coûts représentant le double par réacteur de ceux prévus par EDF.

Le démantèlement des réacteurs et la gestion des déchets pourraient donc nécessiter d'augmenter les investissements dans les prochaines années, bien au-delà du coût provisionné. Cependant, à titre de prudence nous n'avons pas inclus ces potentiels dépassements dans l'estimation du mur d'investissements auquel doit faire face le groupe.

MUR D'INVESTISSEMENTS 140 - 150 MILLIARDS



Le **cours de bourse** n'est qu'un indicateur parmi d'autres mais son évolution illustre, plus qu'une sanction des choix passés, la perte de confiance de la communauté financière dans les capacités du groupe à se redresser. Depuis 2010, le cours de l'action est inférieur à son cours d'introduction. A l'été 2018, l'action EDF vaut le tiers de sa valeur d'introduction.

Pendant quelques années le groupe était un fleuron de la Bourse de Paris et représentait la deuxième capitalisation boursière du CAC 40. Mais EDF a été sorti de l'indice phare en 2015, tant sa valeur a diminué.



Source : Boursorama

Evolution du cours de bourse d'EDF depuis son introduction en 2005.

Ce qu'il faut retenir...

Sans évolution de son modèle, les résultats d'EDF ne s'amélioreront pas significativement sur les 10 prochaines années car le nucléaire en France conservera durablement un taux d'utilisation limité et donc une rentabilité faible voire négative.

Au mieux EDF dégagera un résultat légèrement positif, mais ne pourra pas rembourser la dette qui se sera considérablement accrue du fait du mur d'investissements.

Pour retrouver une perspective pérenne, EDF doit changer profondément son modèle économique.

2. Changer le modèle économique du groupe

Le scénario de cette étude se construit en quatre volets qui conjuguent impératifs économiques et financiers et enjeux de transition énergétique. Il propose de redresser les comptes d'EDF en considérant :

- Les évolutions structurelles des prix de gros ;
- La réduction des investissements en fermant 23 réacteurs d'ici 2030 pour réduire la surcapacité de production ;
- L'entrée de fonds par la vente totale ou partielle de certaines filiales pour accélérer le désendettement et réduire les investissements sans mettre en cause la pérennité du groupe ;
- La contribution de l'Etat pour combler l'écart qui restera à combler afin d'assainir le modèle économique d'EDF.

Cette aide d'Etat nécessaire au redressement du groupe devra être conditionnée à l'engagement d'EDF dans la transition à la fois par le développement des énergies renouvelables et la réduction significative du nombre de réacteurs nucléaires et devra recevoir l'aval des autorités européennes compétentes.

1) Redresser les comptes

Thomas Piquemal, ancien directeur financier d'EDF, résumait la situation en 2015 dans un entretien au Monde : Le groupe vend son électricité 38 euros le mégawattheure, ce qui est « *très en dessous de son prix de revient de 55 euros* » (Le Monde 7 décembre 2015).

EDF se doit de retrouver des marges d'exploitations suffisantes pour dégager les moyens nécessaires à son désendettement et aux investissements des dix ans à venir. Le redressement des résultats passe, en premier lieu, par un retour à des prix de gros de l'électricité permettant de couvrir les coûts de production à long terme et de financer les investissements.

Les prix de gros de l'électricité ont baissé, en même temps que la situation de surcapacité des moyens de production électrique s'intensifiait en Europe. Cette situation est ponctuellement très favorable aux consommateurs², en particulier pour les industriels électro-intensifs. Mais, à moyen et long terme, de tels prix mettent en péril la pérennité de la production qui ne peut se financer durablement à ce niveau de prix.

Selon le modèle d'analyse du secteur de l'énergie développé par Artelys³, la réduction de la capacité de production nucléaire à 40 GW permettrait de remonter les prix à 51,4 €/MWh en 2030 contre 36,7 €/MWh en moyenne en 2016.⁴ Cela correspondrait à une hausse de 40,1 % du prix de gros moyen, étalée sur dix ans, tout en permettant de répondre aux besoins d'électricité de l'économie française, y compris à la pointe de consommation, et de continuer à exporter, selon le modèle Artelys.

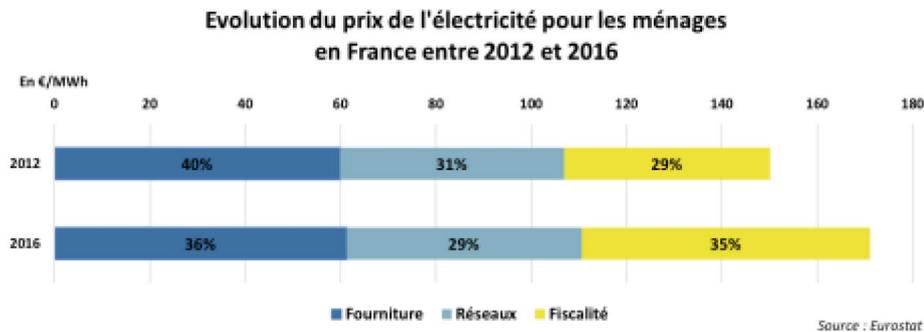
Attention, une augmentation de 40 % du prix de gros de l'électricité sur dix ans, ne veut pas dire 40 % d'augmentation pour les consommateurs dans les dix ans à venir.

² Pour les particuliers la baisse des prix de gros a été largement compensée par la hausse des tarifs réseaux et de certaines charges.

³ Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid utilisé dans le cadre du rapport IDDRI Agora Energiewende

⁴ Les prix ont connu à plusieurs reprises des niveaux plus élevés en 2017 et au premier semestre 2018 en raison de différents facteurs (remontée des prix du pétrole, du gaz et du charbon, indisponibilité des centrales nucléaires et baisse de la production hydraulique, etc.)

Pour les ménages, d'après les calculs du WWF France, le prix de gros de l'électricité représente environ 20% à 25 % du prix de l'électricité toutes taxes comprises actuellement payé par les ménages. Dans le cas d'une augmentation théorique de 40% du prix de gros sur dix ans, cette hausse serait d'environ 10%, étalée dans le temps, soit environ 1 % par an sur le prix payé par le consommateur. Cette hausse étalée dans le temps se combinerait à la baisse des consommations électriques générée par les progrès en matière d'efficacité énergétique. Le particulier devrait donc constater, en moyenne, une hausse de sa facture de l'ordre de 0,2% par an entre 2021 et 2030.



Le coût de la fourniture d'électricité correspond aux coûts de production ainsi qu'aux coûts relevant de la commercialisation de l'électricité tels que la facturation, le service clients, les Certificats d'Economie d'Energie (CEE) ou la traçabilité de l'origine de la production de l'électricité.

L'augmentation des prix de gros ne concernerait que la partie production comprise dans le coût de la fourniture d'électricité.

Pour les industriels électro intensifs, le prix de gros représente environ 40 % de leur facture finale. Une hausse de ces prix de 40 % entraînerait donc une augmentation de l'ordre de 16 % de leur facture étalée sur 2021-2030, ce qui correspondrait à une hausse moyenne de 1,5 % par an sur la période.

S'agissant d'industriels pour lesquels le prix de l'électricité est déterminant dans leur compétitivité, il serait nécessaire de prévoir un système de soutien complémentaire à celui déjà existant. A noter que, d'après les voies et moyens du PLF 2018, le coût total des exonérations dont bénéficient les industries électro-intensives était pour l'année 2016 de 968 millions d'euros.

2) Avancer des leviers d'augmentation des prix de gros

Premier levier : fixer le prix plancher de la tonne de CO2 à 30 euros.

Donner un prix au CO2 fait partie des outils de lutte contre le dérèglement climatique en orientant l'économie vers les choix les moins polluants. Fixer ce prix plancher à 30 euros, aura un effet, en premier lieu, sur le prix de gros de l'électricité dans les pays qui dépendent plus fortement des énergies fossiles. L'Allemagne, notamment, aurait à répercuter cette hausse du prix de la tonne de CO2 sur ses prix de gros du fait des centrales à charbon qui sont encore en activité. La hausse des prix allemands, se répercuterait en partie sur les prix de gros français du fait de l'interconnexion des marchés de l'énergie électrique des pays européens qui a un effet d'harmonisation des prix entre les pays.

Deuxième levier : supprimer ou rehausser le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

Le prix ARENH (42 euros le MWh) a été mis en place au moment de l'ouverture du marché à la concurrence en 2011. Ce mécanisme doit s'achever en 2025. Il a été mis en place afin de faire bénéficier les concurrents d'EDF d'une partie de la rente sur la production nucléaire et ainsi de permettre à la concurrence de s'exercer sur le marché de détail.

Les niveaux de prix actuels de l'ARENH obligent EDF à vendre à ses concurrents de l'électricité (jusqu'à 100 TWh/an) à un prix inférieur à ses coûts, ce qui est en soi une aberration économique. Il conviendrait donc de remédier à cette situation, soit en supprimant l'ARENH dès à présent, soit en fixant un niveau de prix plus élevé, permettant à EDF de couvrir ses coûts de production.

Troisième levier : agir sur la surcapacité pour rétablir un niveau de production en adéquation avec les besoins français.

La surcapacité au niveau européen est née à la fois de la surcapacité nucléaire française qui s'est constituée dans les années quatre-vingt-dix et des investissements dans les énergies renouvelables en Europe du Nord, qui n'ont pas été accompagnés d'une réduction des capacités de production fossile. Enfin, le phénomène de surcapacité est accru par la tendance à la baisse de nos consommations du fait des progrès en matière d'efficacité énergétique ainsi que des délocalisations industrielles de ces dernières années.

Conséquence : une baisse structurelle des prix sur le marché européen.

Les énergies renouvelables devraient continuer à se développer, puisque leur rentabilité augmente en même temps que leur coût de production baisse. Réduire la surcapacité européenne passe par la réduction de nos moyens de production les plus anciens. Fixer le prix de la tonne de CO2 émise à 30 euros contribuerait à cet effort en réduisant la rentabilité de l'électricité d'origine fossile. La fin progressive des centrales thermiques à charbon allemandes, deviendra un choix logique, puisque en fermant les centrales déficitaires, les producteurs amélioreront leurs marges d'exploitation.

Mais l'effort de réduction de la surcapacité européenne est à partager entre les pays européens et notamment avec la France. En s'appuyant sur les résultats combinés de deux études qui font référence, l'étude IDDRI Agora Energiewende et le scénario

Ampère de RTE, il est possible d'envisager un scénario de réduction de la puissance nucléaire installée de 63 à 40 GW d'ici 2030.

Ce niveau de réduction, compatible avec les besoins de consommation de l'économie française y compris en période de pointe, permettrait à la fois de :

- Se rapprocher de l'objectif défini par la loi de transition énergétique de 2015, d'une production nucléaire ramenée à 50 % de la production électrique nationale d'ici 2025 en permettant d'assurer son atteinte à l'horizon 2030 ;
- Ne pas augmenter les émissions de CO2 du secteur de la production d'électricité ;
- Obtenir un mix de production électrique plus diversifié, renforçant la sécurité d'approvisionnement sur le long terme ;
- Ne pas avoir à parier sur la croissance de nos exportations, alors que la tendance des consommations continentales est à la baisse ;
- Faire remonter les prix de gros à un niveau raisonnablement rémunérateur pour financer la production.

Prix de gros moyen de l'électricité en France en 2016 et en 2030 selon la taille du parc nucléaire et avec un prix de la tonne de CO2 à 30 €				
	2016	2030		
	parc de 63 GW	parc de 40 GW	parc de 50 GW	parc de 63 GW
€/MWh	36,7	51,4	41,7	20,6

Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid, extrait du rapport IDDRI Agora Energiewende

Le modèle Artelys montre bien l'impossibilité du *statu quo*. A l'horizon 2030, avec un parc maintenu à 63 GW, les pertes pour EDF seraient insoutenables, et de fait des mesures correctrices seraient prises bien avant 2030.

Un parc réduit à 50 GW aboutirait à un prix de gros légèrement inférieur à celui de l'ARENH (42 €/MWh). Il ne serait donc pas en mesure de permettre à EDF de faire face à ses contraintes financières.

Un parc ramené à 40 GW aboutirait à un niveau de prix de gros compatible avec le financement des moyens de production et la pérennité d'EDF. Le parc de 40 GW en 2030 ramènerait la production nucléaire à 50 % de la production électrique nationale.

Retrait de 23,5 GW, soit environ 23 réacteurs nucléaires

Le parc nucléaire français est vieillissant puisque 46 des 58 réacteurs vont atteindre leur limite d'âge (40 années d'exploitation) d'ici 2030. EDF envisage de prolonger leur durée de vie de 10 à 20 ans en investissant dans leur rénovation, ce que le groupe appelle le grand carénage. Mais si l'on prolonge la vie de ces 46 réacteurs, rien n'est fait pour réduire la surcapacité de production au niveau français.

Cette étude estime qu'il ne faut « grand-caréner » qu'un réacteur sur deux atteint par la limite d'âge pour passer de 63 GW de puissance nucléaire installée à 40 GW en 2030. Autrement dit, pour qu'EDF retrouve des prix de vente satisfaisants à moyen

terme, l'énergéticien a intérêt à fermer 23 de ses réacteurs (16 de 900 MW et 7 de 1300 MW) en fin de vie à un rythme de 2 à 3 par an entre 2022 et 2030 après en avoir fermé 1 en 2021 (en plus de la fermeture des deux de Fessenheim déjà actée).

Les réacteurs à fermer seraient choisis en fonction de leur âge et des recommandations de l'ASN relatives à la possibilité ou non de les prolonger au-delà de 40 ans. Il faudra également tenir compte de la fragilité de certaines centrales qui doivent s'arrêter lors des pics de canicule comme l'a encore montré l'été 2018.

Selon le bilan prévisionnel 2017 de RTE, il est possible de fermer les 4 centrales à charbon et 2 réacteurs nucléaires d'ici 2022 sans que cela ne pose de problème d'alimentation, y compris au moment de la pointe de demande en électricité. Les 23 réacteurs qui seraient « grand carénés » amélioreraient eux leur productivité en retrouvant un taux d'utilisation de l'ordre de 75 à 80 % selon les chiffres communiqués par EDF.

Le choix stratégique de stopper 23 réacteurs d'ici 2030 contribuerait aussi à réduire les besoins d'investissements du groupe (voir infra) ainsi que la pression qui pèse sur ces équipes et les sous-traitants. Les coûts associés à l'arrêt de ces réacteurs et à leur démantèlement sont, selon les comptes d'EDF, déjà provisionnés. Cela ne devrait donc pas nécessiter d'investissements qui ne soient pas déjà intégrés par le groupe.

En 2016, EDF a prolongé comptablement de 10 ans ses réacteurs de 900 MW en passant leur durée d'amortissement de 40 ans à 50 ans. Cette écriture comptable a concerné 32 réacteurs et a eu un effet positif sur le résultat avant impôts de 1 013 millions d'euros.

L'annonce de l'arrêt de 16 réacteurs de 900 MW au bout de 40 ans et non de 50 comme le préconise cette étude nécessiterait donc de revoir le montant des provisions comptables passées par le groupe. Sur la base des chiffres publiés par EDF dans l'annexe aux comptes 2016, l'impact financier serait d'environ 500 millions d'euros ou 400 millions d'euros en actualisant des charges s'étalant sur 10 ans. Un coût supplémentaire pour l'opérateur, mais au montant modeste au regard des bénéfices liés à l'arrêt de ces réacteurs (augmentation du prix de gros de l'électricité, baisse du mur d'investissements...)

Il faut par ailleurs noter que l'Autorité de Sureté Nucléaire (ASN) n'a pas encore donné son aval à la prolongation de 40 à 50 ans des réacteurs en question. Si l'ASN devait la refuser en tout ou partie cela obligerait EDF à revoir les écritures comptables passées en 2016.

La question des exportations françaises d'électricité

Dans les scénarios Ampère et Volt du bilan prévisionnel de RTE⁵, les exportations sont un élément clef justifiant un niveau de production élevé et remettant en cause l'analyse de la surcapacité structurelle de production électrique en France.

Les volumes d'exports résultent dans ces scénarios des mix énergétiques des différents pays constituant le marché européen et de la logique du marché européen de l'énergie : les moyens de production sont appelés selon le coût variable le plus faible.

Les volumes d'exports pourraient fortement évoluer en fonction des différents paramètres de cadrage, mais des volumes d'export importants ne garantissent pas des prix assurant la rentabilité des moyens de production.

D'une part, dans un contexte de baisse importante des coûts de production des énergies renouvelables⁶, des développements d'ENR plus ambitieux chez nos voisins sont fortement susceptibles d'être adoptés, à l'instar de la rehausse de l'objectif allemand.

De plus, si les niveaux de prix du scénario Ampère de RTE étaient confirmés (en 2030, le prix spot moyen est estimé entre 70 et 80 €/MWh et le prix moyen de vente des exports entre 60 et 70 €/MWh), cela enverrait un signal prix très fort au marché et conduirait à un développement important d'ENR sans recours à des subventions.

Un développement plus accru des énergies renouvelables au niveau européen pourrait créer une situation de surabondance de la production à faible coût variable et aurait pour conséquence de diminuer les débouchés pour la production électrique française. Cela conduirait également à baisser les prix de gros de l'électricité sur les marchés européens. Ainsi les prix de vente pour les exports français pourraient ne pas assurer la rentabilité du parc nucléaire français. Dans la variante ENR haute étudiée pour le scénario Volt de RTE, le prix moyen des exports en 2035 est inférieur à 40€/MWh.

Ainsi, la France importerait certainement beaucoup plus d'énergie des pays voisins fortement producteurs d'électricité renouvelable et réduirait à l'inverse le niveau d'électricité exportée ainsi que leur prix.

D'autre part, l'arrêt étalé sur une dizaine d'année d'un tiers du parc nucléaire, permettrait à la France de continuer à exporter de gros volumes d'électricité à un prix couvrant largement les coûts de production (le maintien d'un parc nucléaire à hauteur de 40 GW pourrait correspondre à des volumes d'exports de l'ordre de 100 TWh nets d'après RTE). La balance commerciale de la France s'en trouverait améliorée.

Par ailleurs, les niveaux d'exportations semblent incompatibles avec les scénarios officiels des principaux débouchés à l'export de l'électricité française. En Allemagne par exemple, les scénarios pour la période 2019-2030⁷ prévoient une hausse de la production et une baisse de la consommation rendus possibles par la hausse des exportations... notamment vers la France. L'Allemagne prévoit ainsi de devenir exportateur net vers la France ... quand les scénarios français prévoient l'inverse. Cette incohérence servant à justifier le maintien de surcapacités installées dans les deux pays.

⁵ <https://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

⁶ En France, le dernier appel d'offre pour les centrales solaires au sol a été conclu à un prix moyen de 58,20 €/MWh, en baisse de 5% par rapport à la période précédente

⁷ Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030, 15. Juni 2018 ; Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Faire évoluer le périmètre d'EDF

De nombreux scénarios de scission d'EDF circulent officieusement depuis des mois, il a été choisi pour cette étude de ne pas analyser en détail ces options qui aboutiraient au démantèlement du groupe.

Le groupe a déjà engagé un vaste plan de cessions qui l'a amené à se séparer de ses actifs en Hongrie et en Pologne ainsi que de 49 % de RTE, cédé à la Caisse des dépôts et Consignations et à la CNP Assurances. Fin juin 2018, le groupe a également annoncé l'ouverture de négociations exclusives pour la vente des 65 % qu'il détient dans le terminal méthanier de Dunkerque. La valeur de la totalité du terminal est estimée à 2,4 milliards d'euros par EDF.

Ce processus est certainement amené à se poursuivre afin de résoudre une partie des difficultés de financement (voir infra).

Il reste encore plusieurs actifs de qualité dont la vente partielle est envisageable et participerait au désendettement du groupe. Enedis, filiale de distribution du groupe, pourrait être partiellement cédée sur le modèle de RTE à des acteurs publics ou parapublics, ce qui ne constituerait pas une privatisation. En appliquant à Enedis la même méthode de valorisation que celle utilisée pour RTE, sa valeur pourrait s'élever à 19-20 milliards d'euros. Dans l'hypothèse d'une cession de 49,9 % des parts, cela pourrait générer près de 10 milliards d'euros de ressources pour EDF.

Une alternative, consisterait en la scission (spin off) d'Enedis, entité à laquelle serait apportée une part significative des dettes du groupe (15 ou 20 milliards d'euros). EDF s'en trouverait désendetté d'autant. L'actionnariat du nouvel Enedis resterait le même que celui d'EDF aujourd'hui (à 85 % l'Etat).

La cession partielle des activités nucléaires britanniques du groupe : via sa filiale EDF Energy, le groupe détient 80% dans les huit centrales nucléaires de Grande-Bretagne, le solde étant détenu par le britannique Centrica. La valeur de ces actifs serait d'environ 9 milliards d'euros⁸, si EDF en vendait 29 % afin de demeurer majoritaire cela pourrait représenter environ 2,7 milliards d'euros.

De même, les activités d'exploration-production d'Edison (filiale italienne), dont la vente semble être à l'étude par EDF, seraient valorisables à hauteur de 2 à 3 milliards d'euros.

De plus petites entités, telles que Dalkia ou EDF trading pourraient également être cédées dans leur totalité ou en partie.

En dehors des parts dans le nucléaire britannique, les cessions évoquées risquent toutefois de d'exposer encore plus EDF aux risques du nucléaire ce qui accroît sa fragilité.

Il est envisageable de trouver à travers ces cessions de l'ordre de 15 milliards d'euros de ressources dans un scénario haut de cession d'actifs mais sans remettre en cause l'intégrité du groupe.

⁸ Selon une estimation du Sunday Times, à noter qu'EDF avait acquis 100 % de ces centrales pour 12,5 milliards de livres en 2008

3) Limiter les investissements

Diminuer le mur d'investissements découle notamment de l'arrêt des 23 réacteurs en fin de vie et des cessions totales ou partielles que notre scénario envisage. EDF évalue à un milliard d'euros le grand-carénage d'un réacteur, soit pour 23 réacteurs arrêtés une économie de 23 milliards d'euros d'investissement d'ici à 2030.

En fonction des cessions qui seraient réalisées, la réduction des investissements sur la période qui nous intéresse, pourrait être comprise entre 2 et 3 milliards d'euros par an soit 20 à 30 milliards sur une décennie. Une analyse plus fine de l'impact de ces cessions sur les investissements ne peut être réalisée sans accéder à des données non publiques du groupe.

4) Acter une intervention financière de l'Etat

Les solutions présentées ci-dessus, ne suffiront très certainement pas à régler en totalité les difficultés d'EDF. Dès lors, se posera la question du niveau et de la forme du soutien que l'Etat devra apporter pour le redressement du groupe.

Cette aide des contribuables pour la pérennité d'EDF devra être conditionnée à l'engagement total du groupe dans la transition énergétique du pays. Un aspect déterminant de cette transition étant l'arrêt entre 2021 et 2030 de 23 réacteurs nucléaires ayant atteint leur limite d'âge de 40 ans.

Le tableau ci-dessous précise les termes d'un soutien de l'Etat en reprenant les hypothèses du scénario de cette étude.

Effets cumulés sur la période 2021-2030 des mesures proposées							
en milliards d'euros	CO2 à 30 €/ t	Suppression de l'ARENH	Réduction des surcapacités	Cessions d'actifs	Effet comptable de l'arrêt des réacteurs 900 MW à 40 ans	Intervention de l'Etat	TOTAL
Réduction d'investissements			23	20-30			43-53
Ressources supplémentaires				15		10-15	25-30
EBITDA supplémentaire	1-3	3-5	12-15	-10			6-13
TOTAL	1-3	3-5	35-38	25-35	-0,5	10-15	73-95

Il s'agit d'estimations qui sont très dépendantes notamment du calendrier de mise en œuvre. Par exemple, si le prix de la tonne de CO2 était porté à 30 euros en 2030 cela n'aurait pratiquement aucune conséquence pour les comptes d'EDF. Si la mesure était adoptée en 2020 l'effet serait maximum sur la période considérée.

Cette fourchette d'impacts financiers pour EDF sur la période permettra au groupe de sortir de l'impasse et de financer son engagement vers la transition.

5) Intégrer la dimension sociale de l'arrêt des 23 réacteurs

Les pertes d'emplois induites par l'arrêt puis le démantèlement de 23 réacteurs pourraient concerner environ 9 000 à 10 000 salariés d'EDF et probablement 18 000 à 20 000 salariés chez les sous-traitants.

Pour EDF, ces suppressions d'emplois seraient étalées sur 10 ans, soit en moyenne 900 à 1 000 emplois par an. La pyramide des âges d'EDF en France ainsi que les mouvements naturels de personnel devraient permettre de résoudre l'essentiel de la question des reclassements au sein du groupe.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs au 31 décembre du Groupe en France au cours des trois derniers exercices :

	2017	2016	2015
EDF SA	66 789	68 464	71 580
<i>Dont Production et Ingénierie</i>	40 302	40 843	41 789
<i>Dont Commerce</i>	8 880	9 667	10 860
<i>Dont Fonctions centrales</i>	10 306	10 801	11 450
<i>Dont Systèmes Énergétiques Insulaires</i>	3 013	2 986	2 985
<i>Dont CDI et CDD non statutaires</i>	4 288	4 167	4 496
Filiales France :	63 092	61 239	61 826
<i>Dont Enedis (ancien ERDF)</i>	38 888	38 742	39 030
<i>Dont Dalkia et Tiru</i>	15 456	14 061	14 050
<i>Dont EDF Énergies Nouvelles</i>	3 482	3 108	3 029
<i>Dont Électricité de Strasbourg, SOCODEI, CHAM, EDF PEI, G2S (à compter de 2016), Citelum</i>	5 266	5 328	5 717
TOTAL FRANCE	129 881	129 703	133 406

Le graphique ci-dessous présente les recrutements externes effectués ainsi que les départs à la retraite observés depuis 2010 dans les sociétés du Groupe dont le siège est situé en France (hors Dalkia et Citelum).



Source : document de référence EDF 2017

Le tableau ci-dessus permet de voir qu'en deux ans EDF SA (structure dans laquelle se trouvent les centrales nucléaires) a réduit ses effectifs de 4 791 personnes, soit en moyenne plus de 2 000 suppressions de postes chaque année de façon diffuse et résolues à l'échelle du groupe.

Le graphique montre que, sur les huit dernières années, les filiales dont le siège social se situe en France ont enregistré entre 3 500 et 5 900 départs en retraite chaque année et recruté entre 4 300 et 7 800 personnes.

La fermeture de réacteurs viendra concentrer sur les territoires concernés des enjeux à anticiper et accompagner en termes de formations et de création de nouveaux emplois. Il faut souligner que sur cette période, EDF lancera son plan solaire qui devrait générer plusieurs centaines d'emplois chaque année et que les activités de démantèlement génèreraient au sein d'EDF environ 10 % des emplois nécessaires au fonctionnement des réacteurs en activité.

Au global, entre les mouvements naturels d'effectifs, les embauches dans les nouvelles activités et celles dans le démantèlement, les suppressions de postes au sein d'EDF liés à l'arrêt des 23 réacteurs pourraient être gérées en douceur sur la décennie.

Pour les sous-traitants, la question est plus délicate. Les sous-traitants de 1^{er} rang sont essentiellement de grands groupes qui manient les gestions de carrière de manière active et dont les nombreuses activités en France devraient permettre de reclasser l'essentiel du personnel *a fortiori* si les suppressions sont étalées sur 10 ans. Restera la question des sous-traitants de 2^{ème} voire de 3^{ème} rang qui sont généralement des PME ayant une implantation essentiellement locale et parfois dépendante d'une seule centrale.

Pour ces situations à fort impact territorial, il pourrait être mis en œuvre un contrat de transition écologique (CTE) visant à la fois à la redynamisation de l'activité économique locale et à la protection individuelle des salariés perdant leur emploi.

En la matière, avec un budget de l'ordre de 75 K€ par emploi supprimé il est possible d'obtenir des résultats de reclassement satisfaisants au regard des résultats obtenus dans d'autres secteurs.

Sur une hypothèse de 10 000 emplois concernés chez les sous-traitants de 2^{ème} et 3^{ème} rang le coût global serait de 750 M€, étalé sur 10 ans cela reviendrait à une moyenne de 75 M€ par an. Un montant non négligeable mais tout à fait absorbable par les différents acteurs concernés (Etat, formation professionnelle, territoires...)

Afin de limiter l'impact social sur un territoire donné, il est possible d'envisager un scénario où les fermetures ne se font pas par centrale entière mais par réacteur au sein des centrales. Le WWF France ne dispose pas de l'expertise technique pour évaluer la pertinence industrielle de ce scénario ni ses surcoûts éventuels. Il devrait néanmoins, à nos yeux, être mis à l'étude par l'Etat conjointement avec les territoires concernés et le groupe pour définir les modalités optimales de fermeture.

Par ailleurs, la fermeture de 23 réacteurs aura un impact sur la filière MOX. Aujourd'hui celle-ci alimente 24 réacteurs répartis dans 6 centrales nucléaires (Tricastin 1 à 4, Dampierre 1 à 4, Gravelines 1 à 6, Saint-Laurent 1 et 2, Blayais 1 à 4 et Chinon 1 à 4). En fonction de la liste des réacteurs arrêtés, l'avenir de la filière pourrait être compromis. D'autant plus que, hors de France, cette filière alimente l'Allemagne, la Belgique, la Suisse et le Japon, et que l'Allemagne sortira du nucléaire en 2022, la Belgique en 2025 et la Suisse en 2034. En l'absence de données publiques précises nous n'avons pas chiffré l'impact sur cette filière de la réduction du parc français. Dans tous les cas, la perte des marchés hors de France obligera certainement la filière à se restructurer dans un contexte où son bénéfice économique est largement questionnable : le MOX est très couteux à produire, son utilisation dans les réacteurs est particulièrement délicate et les centrales qui l'utilisent pourraient s'en passer sans aucun problème.

Conclusion

La situation économique et financière d'EDF, premier producteur d'électricité en Europe, est suffisamment grave pour que son sauvetage relève d'un enjeu d'intérêt général : empêcher la fragilisation du secteur en France et en Europe. Dans ce contexte, cette étude propose un plan de sauvetage et une méthode qui permettra de réaliser la bascule de la transition énergétique telle qu'établie par la loi de 2015 et atteindre 50 % de nucléaire dans le mix électrique français en 2030.

En résumé les grands éléments de ce plan sont les suivants :

- Arrêter 23 réacteurs entre 2021 et 2030 afin de contribuer à réduire la surcapacité de production ;
- Agir au niveau réglementaire pour rétablir des prix de marché cohérents (augmentation ou suppression des prix ARENH, instauration d'un prix plancher du CO2 à 30 euros la tonne) ;
- Renflouer EDF par la cession totale ou partielle de certaines activités ;
- Solliciter l'Etat afin de boucler le scénario du changement de modèle d'EDF nécessaire à son redressement.

Les conséquences financières positives pour le groupe EDF sont les suivantes⁹ :

Effets cumulés sur la période 2021-2030 des mesures proposées							
en milliards d'euros	CO2 à 30 €/ t	Suppression de l'ARENH	Réduction des surcapacités	Cessions d'actifs	Effet comptable de l'arrêt des réacteurs 900 MW à 40 ans	Intervention de l'Etat	TOTAL
Réduction d'investissements			23	20-30			43-53
Ressources supplémentaires				15		10-15	25-30
EBITDA supplémentaire	1-3	3-5	12-15	-10			6-13
TOTAL	1-3	3-5	35-38	25-35	-0,5	10-15	73-95

Cette fourchette d'impacts financiers pour EDF sur la période permettra au groupe de sortir de l'impasse et de financer son engagement vers la transition. Ce scénario de sauvetage d'EDF n'implique pas de nouvel investissement dans l'EPR qui ne se justifie ni en raison des surcapacités actuelles, ni en raison du prix de sortie non compétitif, ni en raison des difficultés industrielles graves posées par la construction des premiers exemplaires.

Ce n'est pas non plus maintenant que le gouvernement a à choisir comment traiter la part des 50 % de notre production d'électricité qui restera nucléaire à l'horizon 2030. La question se posera dans tous les cas après ce quinquennat (entre 2023 et 2025 selon les experts). Et, dans un contexte d'évolution rapide des technologies et de leurs coûts relatifs, la décision politique ne doit pas être artificiellement anticipée car elle a

⁹ Les mécanismes de capacité ne sont pas intégrés à cette analyse bien qu'il s'agisse d'une source de revenus non négligeable actuellement pour EDF (entre 500 et 600 millions d'euros). Si l'on peut supposer qu'il ne devrait pas y avoir d'évolution significative des volumes de garanties de capacités à court terme, avec une stagnation de la pointe de consommation depuis plusieurs années, il pourrait toutefois y avoir un impact sur les prix rémunérés aux producteurs, notamment EDF. En effet, dans un scénario de réduction de la surcapacité de production, cela devrait avoir pour effet de renchérir les prix rémunérés. Ce résultat ne pouvant pas être chiffré précisément, il n'a pas été intégré aux revenus supplémentaires générés. Par ailleurs, il est important de souligner qu'au-delà des moyens de production et d'effacement alloués via les mécanismes de capacité, d'autres moyens permettent de fournir la flexibilité nécessaire au réseau électrique et ainsi répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement de manière complémentaire : réseaux intelligents et pilotage des consommations, interconnexions et importations depuis les pays producteurs voisins. Ces moyens seront appelés à se développer dans les années à venir.

alors toutes les chances de ne pas être la plus pertinente et conforme à notre intérêt collectif.



Notre raison d'être

Arrêter la dégradation de l'environnement dans le monde et construire un avenir où les êtres humains pourront vivre en harmonie avec la nature.

www.wwf.fr