

**DÉclaration**

**au CCE EDF SA**

9 mai 2016

**Questions HPC**

**Liste de questions de la délégation FNME-CGT**

La liste a pu être adaptée lors de la lecture et l’ensemble des questions seront reposées formellement par écrit

Consommation en grande Bretagne

Quelle est la prévision de consommation en énergie prévue par le gouvernement britannique (seule la prévision en pointe est donnée dans le dossier) et comment expliquer des tendances différentes entre les prévisions françaises et britanniques si elles existent ?

Les tranches HPC arriveront (2026) après le décrochage en moyens de production à la pointe affiché (2021), comment va être gérée cette période, des moyens de substitution seront-ils construit ?

Les prolongations de durée de fonctionnement des centrales thermiques programmées annoncé des le dossier peuvent-elles être augmentées ?

Aspects financiers et CfD

1. Le coût d’investissement est bien présenté, mais son intégration dans la trajectoire et capacité financière d’EDF n’est pas exposée.

En particulier, quel est le planning de financement du projet en cas de validation de l’investissement en sept 2016 ou mi 2017 ?

1. En cas de fermeture de la tranche pour des raisons non liées à la sûreté (page 39).

Il est indiqué que le Cfd et le SOSIA prévoit des protections : Aucune d’entre elles n’est explicitées ni référencées dans un document remis au CCE.

En cas de political shutdown les investisseurs auraient une option de vente au gouvernement permettant l’indemnisation du préjudice : là aussi aucune référence ou explicitation dans les documents et la question de l’évaluation du préjudice n’est pas abordée (montant et qui est en charge de ). Il est prévu au-delà du Cfd un arbitrage international sur la base d’une charte européenne de l’énergie : une charte apporte quelle garantie réelle, ce n’est ni une loi ni une réglementation. Le document ne permet pas de juger de la réalité de la protection apportée aux investisseurs.

1. Protection d’EDF contre les changements de loi ou de réglementation entrainant des surcoûts) page 39).

Il serait prévu une protection contre « certains » changement de loi. Tout les cas ne sont donc pas couverts ?

Une lettre de « confort » à quel statut juridique en cas de retournement de ligne politique ?

La clause de « OPEX reopener » qui permettrait de couvrir les coûts additionnels n’est pas explicitée dans son mécanisme ni dans ses conditions précises de déclenchement.

1. Protection sur les volumes (page 39)

Il est prévu une compensation « adéquate » dans le système anglais. Aucun élément ne permet de déterminer à quoi cela correspond.

Le Cfd apporterait une protection supplémentaire en cas d’effacement qui permettrait d’avoir une situation inchangée car il y aurait compensation sur la vente à terme et non sur le niveau de production réel. Mais HPC vendant essentiellement sur un terme de 6 mois, comment fonctionnera cette protection sur le long terme ?

1. Protection contre les changements de loi sur le FDP (Page 40)

Ce contrat contiendrait des mécanismes clairs pour trouver un accord. Tel que formulé, il est impossible d’avoir une vision proche du niveau de protection réel.

Les autres dispositifs rentrent dans le « OPEX reopener » et l’augmentation des coûts FDP « pourraient être ». Là aussi le renvoi sur l’ « OPEX reopener » ne donne pas d’informations précises et le conditionnel utilisé conduit à demande d’explications.

1. Quelles couvertures de change sur la livre ?
2. Quelle évaluation des impacts financiers d’un éventuel retard en phase *:*

                                                               i.      D’études détaillées et d’approbation par l’ONR (autorité de sureté) ;

Nota : l’absence de l’ESPN ne garantit pas des retards, délais et difficulté en phase d’approbation,

                                                             ii.      De difficultés de Génie Civil : point sur les études, le contrat, le terrassement,….

                                                            iii.      De montage électro mécanique : nos infos font état de retards FA 3 et d’une rythme de 1 à 2 %, liés non pas aux équipements seulement, mais aussi à l’ampleur des modifications, à des difficultés de coordination entre lots et de pilotage du projet, des différents lots et  groupements : des groupements franco anglais risques de renforcer ce risque

                                                           iv.      D’intégration des retours d’expérience de Taishan, OL3 et FA 3 ? Quid en cas de report de planning FA3 ?

Quels sont les flux financiers entre la maison mère EDF et EDF Energy depuis son acquisition, y.c. l'évolution du Goodwill ?

Quel est le plan de financement et le planning prévisionnel de SZC et quel est l'évaluation du gain annoncé liée à l'effet de série sur les EPR

Quel est le plan de financement et le planning prévisionnel de BRB

Quelle prise en compte des essais de démarrage sur les EPR en construction

Quelle est la compensation adéquat (balancing mechanism) de la structure du marché actuel par rapport à un effacement de la centrale ?

 Point actuel sur l’avancement à date du projet : état des contrats, montants et échéances des partenariats signés ? études ? travaux (GC-terrassement, infrastructures : routes, postesAléas et marges plannings intégrés dans la gestion de projet : détail ? impact des reports actuels ? Montant des besoins financiers études EPR NM et Sizewell pendant HPC

1. quelles hypothèses de financement d’un éventuel dépassement, quel qu’en soit la cause ?

Aspect contrat avec CGN

1. L’ensemble des mécanismes présentés pages 40, 41 et 42 ne sont pas assez explicités pour comprendre l’intérêt de ce contrat. D’autre part l’absence de référence documentaire ne permet pas de disposer d’éléments tangibles et incontestables.
2. Enfin les partenariats annoncés pour le futur, autour du produit Hualong, laisse beaucoup d’interrogations sur la stratégie d’EDF à moyen et long terme, puisque il est y compris évoqué la construction sur le territoire français de réacteur de ce type. Quelle est donc la vraie stratégie d’EDF pour le renouvellement du parc ?
3. La démarche consistant à prévoir la vente du site de Bradwell à CGN est peu compréhensible compte tenu du caractère des plus stratégique de posséder des sites en vue d’un développement ultérieur.

Aspect « technique »

1. Le REX complet d’une installation industrielle à ce point complexe ne peut être valablement considéré comme intégré tant que les essais de démarrages ne sont pas faits. Toute l’histoire de l’industrie nucléaire, notamment celle d’EDF, montre que les essais de démarrages sont toujours révélateurs et qu’ils conduisent à des modifications. Le caractère nouveau de beaucoup de systèmes et de l’architecture générale d’un EPR ne peut que qu’accentuer cet aspect. Le déroulement du projet et du chantier lui-même avec de très nombreuses évolutions tout au long de la construction renforce également l’intérêt des essais de démarrage. Une simulation y compris full scope ne peut pas apporter toutes les réponses : il ne s’agit pas de simuler des phénomènes physiques mais le comportement d’une installation, de systèmes et la simulation ne pourra donner que la réponse correspondant à la représentation « théorique » faite qui peut justement s’écarter de la réalité.
2. Le GC est confié à Bouygues. Compte-tenu du REX de FA3, ce choix surprend. En effet de très nombreux problème aussi bien technique que contractuel que légaux ont été constatés. La direction elle-même avait annoncé un non renouvellement de la collaboration avec cette entreprise. Aucun élément permettant de juger de la pertinence de ce revirement n’est abordé.
3. Impact risque cuve FA3 ?
4. HVAC : validation des études de sureté
5. Validation des Equipements Nucléaires sous pression
6. Calorifugeage entre solutions : capacité de ventilation accrue et épaisseur du calorifugeage accrue
7. Evaluation des risques contrôle commande ?

Aspect planning

Le planning est prévu à 72 mois plus une marge de 6 mois.

1. Le planning est dit « robuste » (page 37) car revu et validé par des tiers. Les tiers cités ne semblent pas avoir de compétence en matière de grand chantier nucléaire. Le partage avec les fournisseurs sécuriserait également ce planning, mais la démonstration n’est pas donnée.

Si on regarde l’historique du parc nucléaire français on constate :

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Palier | Durée moyenne (mois) | Ecart max moins | Ecart max plus |
| CP0 | 69,5 | -7 | +9 |
| CP1 | 66,7 | -12 | +6 |
| CP2 | 64,4 | -12 | +16 |
| P4 | 78,6 | -4 | +8 |
| P’4 | 82 | -10 | +8 |
| N4 (hors Chooz B1 et 2) | 81,5 | -3 | +4 |
| Chooz B1 | 144 |  |  |
| Chooz B2 | 124 |  |  |

Ce rappel permet de voir que 72 mois a rarement été atteint dans le passé.

Il faut d’une part prendre en compte que :

* le contexte réglementaire a changé,
* les procédures de travail se sont énormément complexifiées,
* le cadencement des constructions sera y compris avec HPC et Sizewell très inférieur,
* le volume de l’installation (GC et matériels) sur EPR est beaucoup plus important,
* la complexité de l’installation sur EPR est très supérieure,

Ces éléments, qui ne relèvent que d’un contexte franco-français vont tous dans le sens d’une influence à la hausse sur le planning.

1. Le contexte anglais, que ce soit au sûreté, méthode de travail, réglementation, culture et pratiques dans le travail, pèseront également dans un sens négatif sur le planning : exemple du chantier de la centrale de WestBurton où la mise sur le réseau a demandé 78 mois alors qu’il s’agit d’une centrale classique dont la complexité et la réglementation afférente n’a rien à voir à celle du nucléaire.

La robustesse du planning annoncé par la direction n’est pas étayée par des éléments concrets permettant de mesurer en quoi ce qui a été constaté dans le passé, dans un contexte beaucoup plus favorable, pourrait se reproduire aujourd’hui.

1. Pas d’information sur les dates critiques pour validation et approbation des études : BE, clients, ONR,
2. Risques et points critiques associés à la date de livraison des études détaillées fin 2018 ? en cas de report de la décision d’investissement à 2017
3. Détail des recommandations du rapport Escatha intégrées dans le planning opérationnel et modalités de prise en compte ?
4. Quels sont les résultats de l'étude probabiliste et des stress tests sur le planning
5. Quelles sont les conséquences et avantages d'un report de la FID d'un an ?

Aspect emploi (page 53)

Il est annoncé des répercussions sur l’emploi en France très approximatives.

1. Aucune donnée précise sur ces chiffrages n’est communiquée.
2. L’argument principal avancé concerne la signature de contrat avec des entreprises françaises.

Mais aucun élément n’est donné permettant d’apprécier si les fabrications seront bien localisées sur le territoire national, au contraire puisqu’il est déjà annoncé qu’une partie des composants de responsabilité AREVA seront fabriqué hors de France. Les conséquences sur l’emploi en France, qui est un point stratégique de ce projet – aussi bien pour l’emploi lui-même que dans une optique de constitution et pérennisation des compétences – n’est donc pas étayé par des éléments factuels incontestables.

Aspect trajectoire de HPC dans le nouveau nucléaire (à partir de la page 61)

L’impossibilité qu’il y aurait à décaler le début du chantier d’HPC s’appuie sur plusieurs éléments.

1. Le premier concerne le Cfd qui deviendrait caduque et à renégocier.

La direction précise, lorsqu’il s’agit d’apporter des éléments présentant la sécurisation au niveau financier, qu’il est prévu une clause autorisant une dérive jusqu’en 2033 du planning (soit +8ans) sans remise en cause du Cfd. Que cette dérive soit constatée en cours de construction ou au démarrage du chantier est-elle différenciée dans le Cfd ? Aucune information n’est donnée sur le sujet.

1. Un autre argument avancé concerne le trop faible avancement du projet EPR-NM pour qu’il soit constructible dans des délais raisonnables à HPC.

Tout d’abord entre l’EPR actuel et le futur EPR-NM, peut exister un EPR en partie simplifié qui permettrait de sécuriser le planning. Une amélioration de la constructibilité est probablement atteignable sans changement radical des grandes options de l’EPR, ce qui permettrait de n’impacter que très faiblement le processus de licensing par l’AS anglaise. La direction n’étudie absolument cette possibilité.

1. Ensuite, en considérant que l’EPR-NM serait la seule possibilité, les délais annoncés semblent fortement majorés. La direction indique qu’il n’est pas envisageable de présenter un dossier GDA sans que le design est fait l’objet d’une validation d’une AS reconnue. Elle en déduit qu’il faudrait attendre le premier DAC pour EPR-NM pour présenter un dossier GDA.

Cette approche est discutable et n’est fondée que sur des convictions. L’EPR prévu pour HPC diffère en bien des points de FA3 et la validation de l’AS française, si elle a certainement aidée pour HPC, n’a en rien convaincu et accélérer le processus avec l’ONR (AS anglaise). Celle-ci a ses propres approches et effectue une analyse complète et longue du dossier de l’EPR HPC. Cette instruction a d’ailleurs commencé avant stabilisation significative des modifications sur FA3. Pour un design évolutif type EPR-NM l’apport que pourrait représenter un DAC en France est loin d’être démontré.

1. La direction reconduit, dans le cas d’un nouveau GDA, des délais d’instruction comparable peu ou prou à ceux constaté aujourd’hui.

Un des points importants qui a ralenti l’instruction avec l’ONR est lié aux différences d’approches par rapport à l’AS française et à la nécessité de comprendre ces différences et de les intégrer dans la démarche de travail. Ceci est aujourd’hui en grande partie acquis, la direction le reconnait. Les estimations de la direction qui conduisent à un minima de 4 ans pour l’instruction de dossier pour un GDA ne sont pas appuyées par des éléments techniques de démonstration.

Si on considère l’affirmation de la nécessité d’un DAC et les non démonstrations pour le délai « GDA », le planning annoncé par la direction pour un EPR-NM à HPC n’est pas démontré. Hors c’est celui-ci que la direction met en avant pour rendre hors de portée la possibilité d’un EPR simplifié à HPC, qui pourrait être le début d’un palier EPR franco-britannique (renouvellement du parc français à des échéances comparables).

Aspect organisation et ressources de l’ingénierie (DIPNN et AREVA) (à partir de la page 56)

1. La direction s’appui sur la nouvelle organisation avec directions de projets et centre d’ingénierie pour annoncer une maîtrise accrue du rôle de l’ingénierie EDF.

Le caractère récent de l’organisation mise en place ne permet pas de disposer d’un REX satisfaisant pour corroborer les affirmations de la direction. D’autant que cette réorganisation a été fortement discuté et mal reçu par les agents (les résultats de MyEDF sont significatifs de ce point de vue).

1. La direction considère que les ressources seront suffisantes, en particulier par la baisse de charge qui devrait être constatée sur FA3.

Le planning de FA3 est fortement remis en cause dans l’entreprise par les professionnels travaillant sur ce projet, qui considèrent d’une part que celui-ci est très probablement minoré de l’ordre de 18 mois, sans compter les difficultés qui apparaitront lors des essais de démarrage. Ces éléments remontés régulièrement par les élus à la direction ne sont jamais pris en considération et aucune démonstration de la sécurisation du planning de FA3 n’est apportée aux agents. La question de la disponibilité des ressources au bon moment n’est donc pas étayée de manière déterminante par la direction.

1. Les ressources AREVA sont considérées comme disponibles et existantes.

Hors le processus en cours de rachat d’AREVA-NP par EDF, mais prenant des retards et le plan de réduction des effectifs chez AREVA conduit à des départs nombreux dans des secteurs clés à haute qualification. L’impact de ces aspects n’est pas pris en compte par la direction.

1. Dans le cadre du rachat d’AREVA-NP, la création d’une entité dédiée d’ingénierie commune pour les ilots nucléaire des nouveaux projets est prévue (NICE). La création de celle-ci doit intervenir dès le rachat effectif, donc d’ici quelques mois.

La mise en place de cette entité conduira à des modifications importantes dans les processus de travail (en général : ingénierie, achat, etc.). Ces évolutions vont perturber fortement les salariés, les organisations et l’exécution du travail collectif. Un temps important sera nécessaire pour trouver un fonctionnement optimal. La direction ni n’évoque ni ne prend en compte cette dimension du dossier pourtant fondamental.

1. Quel est l’état des ressources « critiques »  pour le projet ? et au-delà (EPR NM, Sizewell, Hualong Bradwell)  en effectif et par métier ? Qu’en est-il chez Aréva NP en phase de plan social ?
2. La direction présente la disponibilité des équipes DIPNN, Areva NP : effectifs prévus et dates, hypothèses,

1. La Direction mentionne la nécessité de sécuriser les partenariats industriels : quels accords sont signés ? avec quels fournisseurs ? quels sont ceux considérés comme stratégiques sur HPC et au-delà ? Evaluation des coûts d’abandon : actifs et en cours à date, coûts de repli projet et indemnisation CGN ?
2. Impact des problèmes Areva à Creusot Forge sur le forgeage des composants primaires ?
3. Plateaux communs NNB, DIPNN, CNEPE, Septen, Sofinel, Aréva NP ; par lot ?
4. Détail pour l’ECC ? le DCC ?
5. Rôle, nombre et « sécurisation » GPEC des programmes managers ?
6. Rôle des sociétés d’Ingénierie : cause du si grand nombre de partenaires/prestataires (9) : montants et délais ? risques et responsabilités associées ?
7. Détail des impacts en charge des équipes d’un report du projet de 2 -3 ans (mise en service FA3) ?
8. Nota : les chiffres emplois Areva sont surevalués p/r à nos données de l’étude Areva NP (330 Grands Projets/ingénier. Pour 400 à 600 p 41 ; à moins que les écarts concernent les études de  fabrication….). en tout cas la survie d’Areva NP est bien suspendue à HPC

Aspect interface avec les parties anglaises (NNB, ONR)

1. Les difficultés les plus importantes remontées par les salariés concernent l’interface avec les entités anglaises. Elle est source de nombreuses difficultés. L’interfaçage avec NNB est décrit comme alourdissant le travail et rendant les prises de décisions complexes et lentes (nombreuses itérations EDF-NNB-ONR). processus lourds, prise de décision complexe et itérative, etc.

La direction n’évoque pas ces difficultés et donc ne présente aucun plan d’action pour améliorer les choses. Pourtant ceci pèsera non seulement sur le planning mais sur la qualité technique finale de la tranche.

Aspect Rapport d’Escatha (page 45 et suivantes)

1. Les quelques extraits communiqués de ce rapport sont éloquents du point de vue concordance avec les alertes remontées par la CGT et d’autres OS. Alors que la direction laisse entendre dans sa communication officielle que ce rapport ne remet pas en cause la pertinence de l’orientation retenue, les quelques extraits transmis ne permettent pas de corroborer le discours officiel. Que doit-on attendre de la partie du rapport non communiqué ?
2. La direction dit avoir pris en compte les recommandations faisant suite à cet audit. A partir de là elle considère que les problèmes seront évités. Mais nous n’en sommes pour l’instant qu’à une prise en compte qui n’est pas entrée dans la phase opérationnelle. La prudence devrait être donc de rigueur au vue des risques avancés.