



# Le devenir des centrales nucléaires françaises Renouveau ? Prolongation ?

Yves **GIRAUD**

*Directeur Economie de la Production  
et Stratégie Industrielle  
EDF*

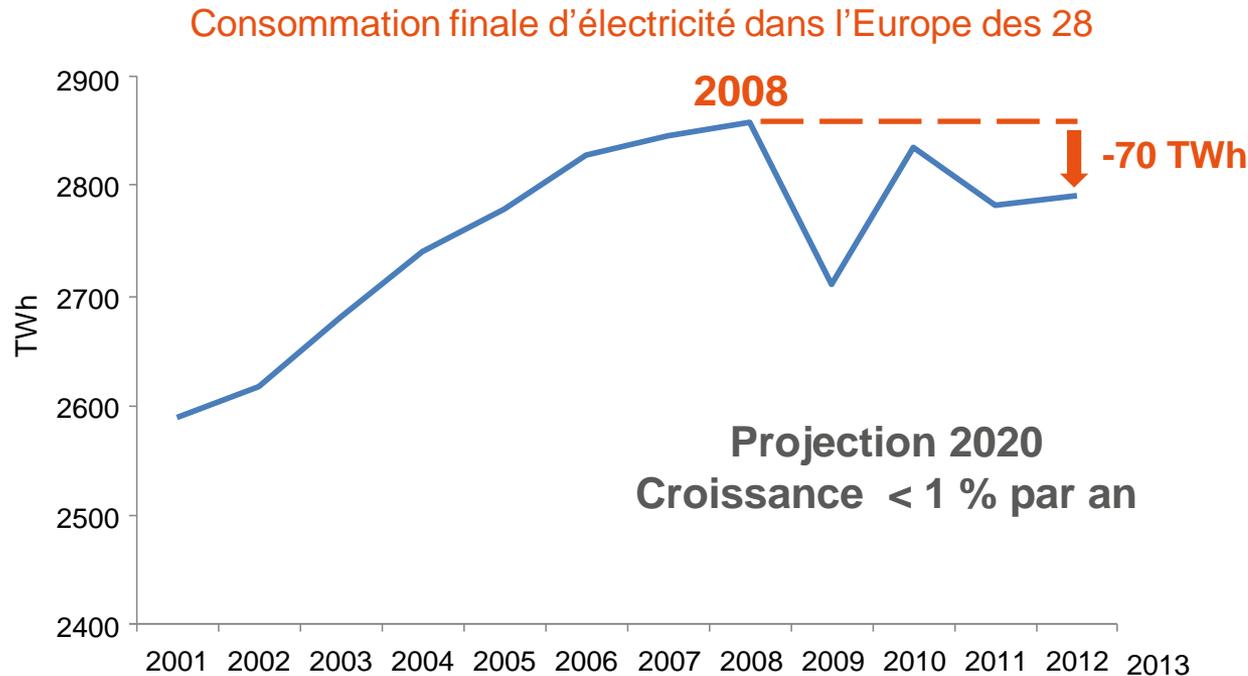


# Le contexte : la production d'électricité dans la tourmente

Illusions et désillusions  
Vers un changement de mythes ?

# L'Europe électrique n'est pas sortie de la crise

- La consommation d'électricité n'a toujours pas retrouvé son niveau d'avant la crise. Elle a encore baissé en 2013 dans de nombreux Etats.
- Celle de la France est stable depuis 2011



Source Eurostat 05 2014



3 CCG neufs viennent d'être  
arrêtés en France :  
Fos-sur-Mer (GDF Suez)  
Pont-sur-Sambre et Toul  
(Verbund/Poweo)

# Les marchés de l'électricité et du CO2 sont effondrés et la menace d'une bulle ENR se fait sentir

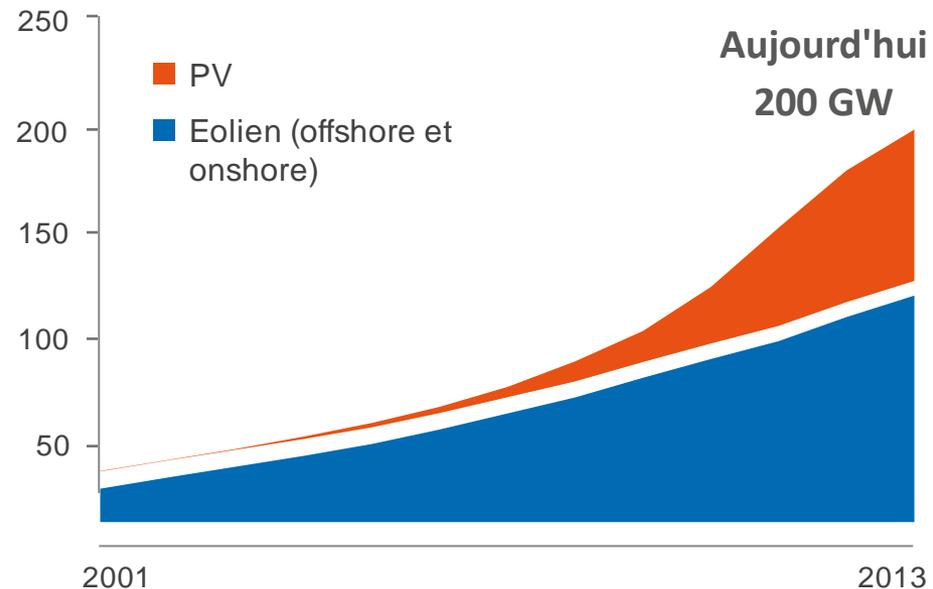
Prix de gros (France, €/MWh)



Surcoût ENR

20 Md €/an déjà en Allemagne (60 €/MWh)  
4 Md€/an en 2014 (8 en 2020) en France

Capacité Installée en Europe\* (GW)

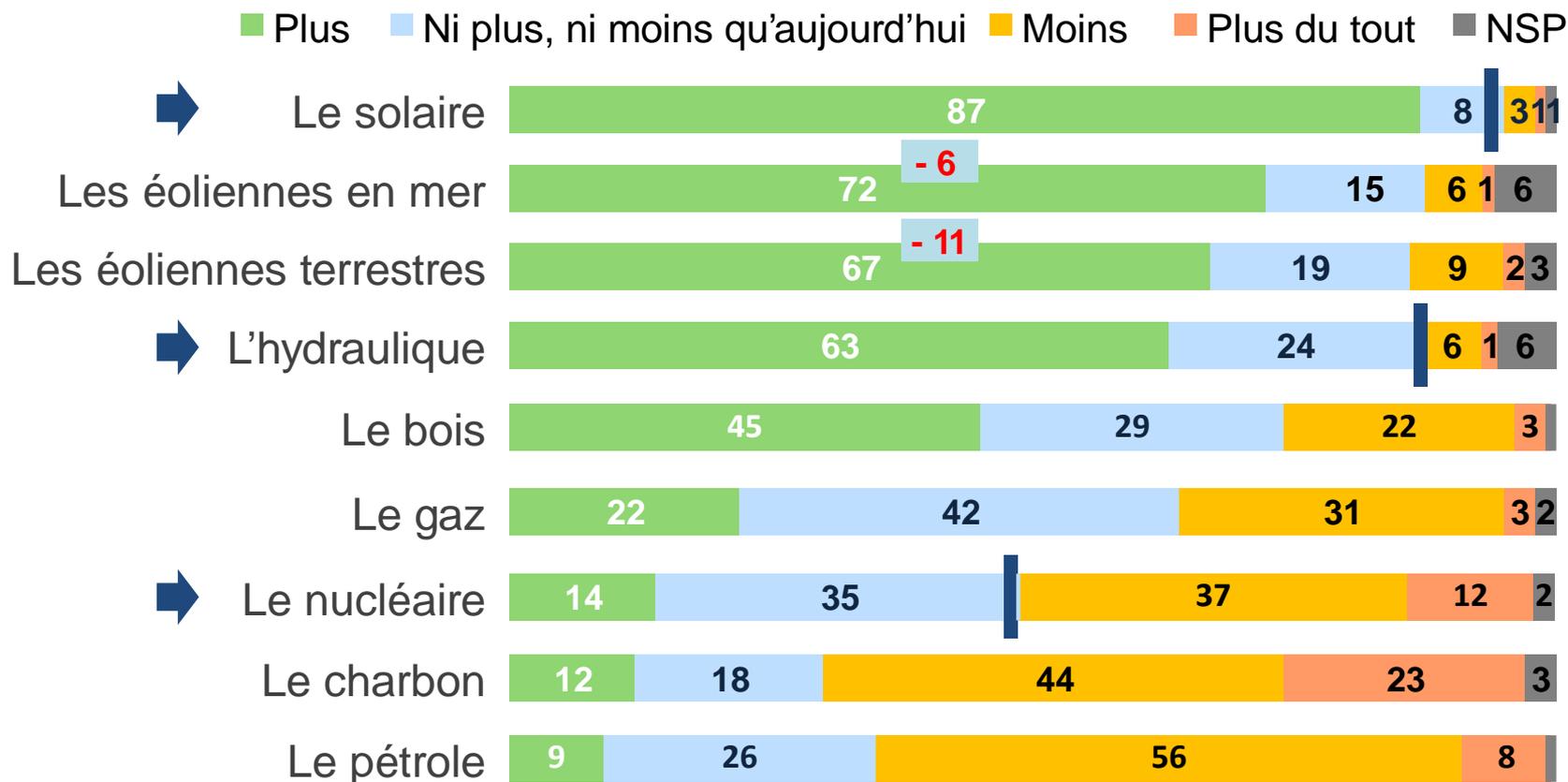


\* : EU-27 jusqu'en 2011, puis EU-28

Aujourd'hui  
200 GW  
Et +160 GW  
d'ici 2020

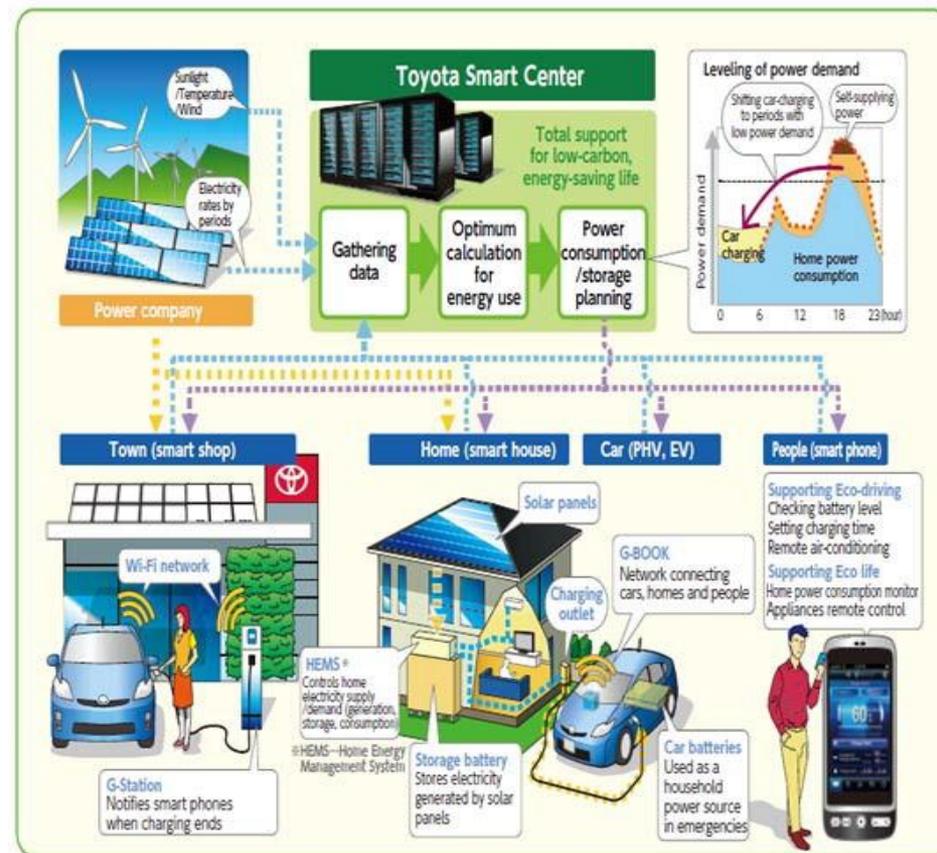
# Les européens rêvent d'énergies « douces »

Ce que souhaitent nos concitoyens français pour dans 15 ans :



# ENR, stockage et smart grids : les nouveaux mythes

- Le stockage et la gestion de la demande permettent de moduler la charge, ils donnent une image d'innovation et de proximité
- Ils ne peuvent cependant compenser l'intermittence des ENR en Europe et coûtent encore très cher, ils ne sont pas rentables (Aujourd'hui, de 140 €/MWh à plus de 500 €/MWh, hors STEP)
- Paradoxalement, le développement des ENR nécessite de grands réseaux européens et de fortes capacités thermiques





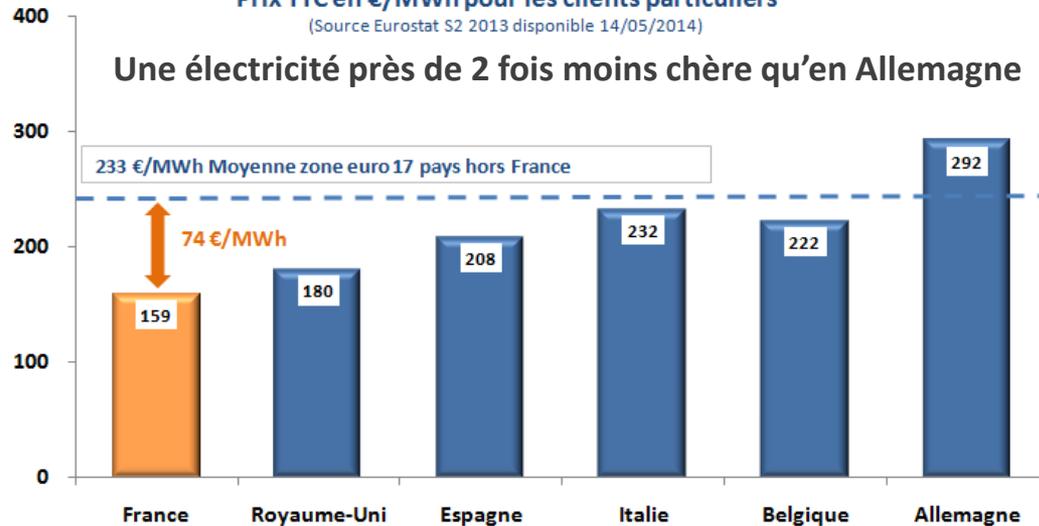
# Le Parc Nucléaire dans ce contexte

# Le parc nucléaire existant en France a donné bien plus que ses promesses d'origine

## Prix TTC en €/MWh pour les clients particuliers

(Source Eurostat S2 2013 disponible 14/05/2014)

Une électricité près de 2 fois moins chère qu'en Allemagne

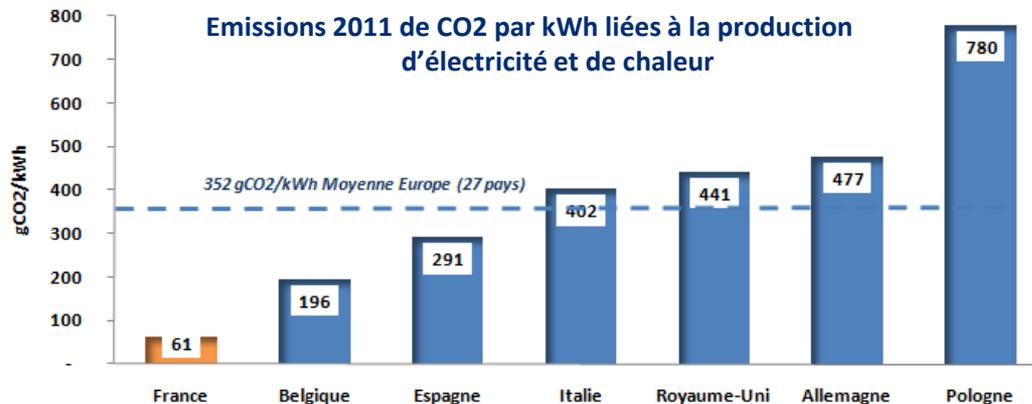


Source : Eurostat 05 2014

- Une électricité 30% moins chère que la moyenne européenne,
- Une sécurité d'approvisionnement, qui allège la facture énergétique (65,8 Md€ en 2013 d'imports de pétrole et gaz),
- Une électricité faiblement carbonée,
- Un fort contenu en emplois, dans des filières industrielles performantes.

Des émissions de CO2 par kWh 7 fois moindres qu'en Allemagne

## Emissions 2011 de CO2 par kWh liées à la production d'électricité et de chaleur



Source : AIE Edition 2013 , CO2 Emissions from fuel combustion



# Notre projet : « prolonger » le parc nucléaire existant



- **Un « grand carénage » nécessaire à mi vie**

Remplacement de gros composants, modernisation du contrôle commande, etc

Amélioration de la sûreté (dont intégration du retour d'expérience de Fukushima)

- **...qui permet de prolonger la durée de fonctionnement**

sous le contrôle de l'Autorité de Sûreté Nucléaire

(USA : 73 réacteurs sur 104 ont obtenu une licence à 60 ans)

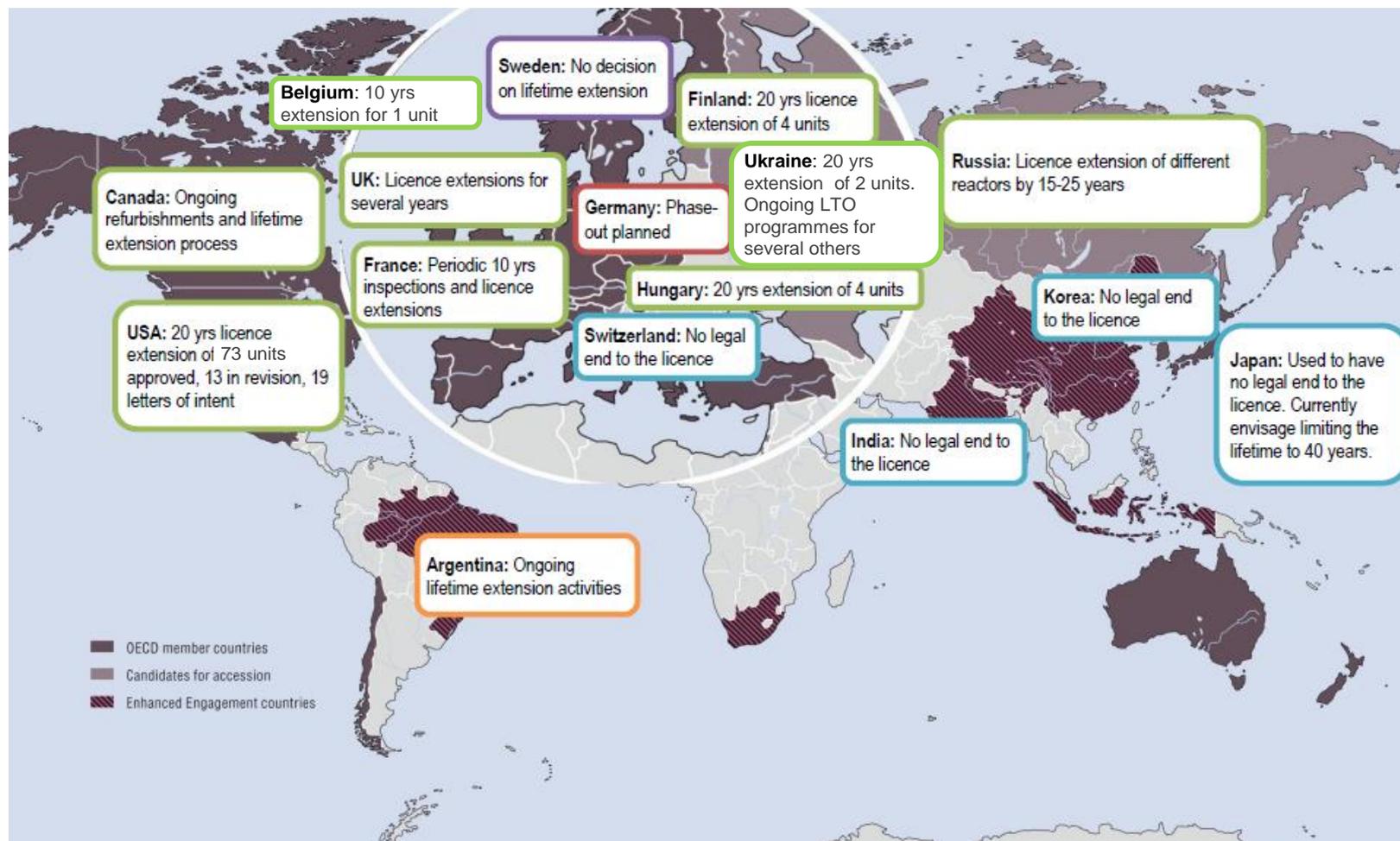
- **Une opportunité : 110 000 recrutements à réaliser au total dans la filière nucléaire,**

pour le parc existant et le nouveau nucléaire

(source Comité Stratégique de la Filière Nucléaire Française ; juillet 2013)

# Partout dans le monde les électriciens prolongent leurs réacteurs

## Programmes de prolongation



# Réglementairement, la prolongation de la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans est en cours d'examen avec l'ASN

- **La situation du parc au regard des 40 ans est la suivante :**
  - **A fin 2013, 19 réacteurs ont reçu l'autorisation de redémarrer après leur 3<sup>ème</sup> visite décennale**, et l'ASN a d'ores et déjà rendu un avis positif sur l'aptitude de cinq tranches à être exploitées dix années supplémentaires ; ces avis ont été rendus sous conditions de la réalisation de travaux complémentaires, qui sont en cours.
  - Plus généralement, l'ASN « n'a pas identifié d'éléments mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté des réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans après leur première divergence » (ASN, note d'information générale, mai 2010).
- **L'extension de la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans a d'ores et déjà fait l'objet d'échanges nourris avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire :**
  - **Pour franchir les 40 ans, l'ASN a demandé à EDF que la réévaluation de sûreté à l'étape des 40 ans soit faite « au regard des objectifs de sûreté définis pour les nouveaux réacteurs ».** C'est un objectif ambitieux, qui n'a pas d'équivalent dans le monde. Le franchissement du seuil technique des 40 ans sera en effet conjugué à la présence, à cet horizon de temps, de réacteurs de génération 3 dont la conception répond à des exigences de sûreté significativement renforcées, en France et dans le monde. Sur le fond, ces exigences visent à limiter dans l'espace et dans le temps les conséquences pour les populations qu'aurait un accident grave (avec fusion du cœur nucléaire), en évitant des rejets importants et d'effet durable dans l'environnement.
  - **Suite au Groupe Permanent d'experts qui s'est tenu en Janvier 2012, l'ASN a confirmé dans sa lettre du 28 juin 2013 que « la méthodologie proposée par EDF est globalement satisfaisante ».** Dans ce courrier, l'ASN définit ses attentes sur le référentiel de sûreté pour préparer les futures 4<sup>èmes</sup> visites décennales des centrales 900MW. Sur le fond, ce courrier correspond au programme de travail Durée de Fonctionnement actuellement réalisé par EDF. Des compléments ont été demandés pour « formuler des propositions d'amélioration de la sûreté de l'entreposage des combustibles usés ».
  - **Deux dossiers d'orientation du réexamen de sûreté ont été envoyés dans ce sens par EDF fin 2013 et début 2014**, et **deux/trois** séminaires se sont tenus ces derniers mois avec l'ASN et l'IRSN sur ce sujet.

# L'enquête de la Cour des comptes n'est pas défavorable, mais la presse a retenu les hausses de coût...

**Les Echos**  
LE QUOTIDIEN DE L'ÉCONOMIE

## Nucléaire : l'alerte de la Cour des comptes

- Le coût de production de l'électricité nucléaire a augmenté de 20 % en trois ans.
- La Cour demande à l'Etat de prendre position sur la prolongation des réacteurs.

**L**a Cour des comptes tire la sonnette d'alarme. Entre 2010 et 2013, le coût de production de l'électricité nucléaire a bondi en France de 20,6 %, à 59,80 euros du mégawattheure (+10,20 euros). En euros constants, la hausse atteint encore 16 % en trois ans. Tous les facteurs de coût ont pesé sur cette dégradation de la compétitivité du nucléaire. Les investissements dans le parc existant ont plus que doublé pour rattraper un déficit accumulé au cours des années 2000. Mais les dépenses d'exploitation (coût du

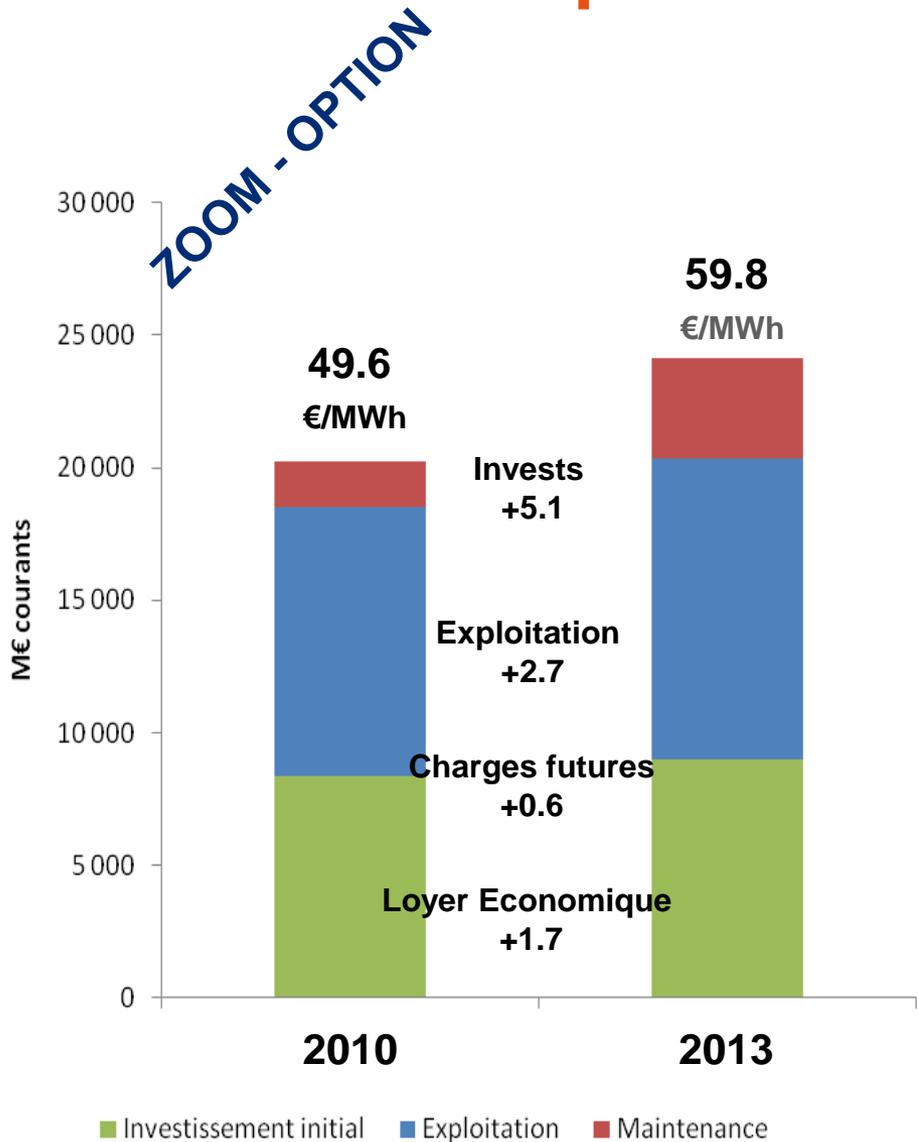
combustible, du personnel, impôts et taxes, fonctions support) ont aussi progressé de plus de 10 % en trois ans. Dans son rapport, la Cour note que « le seul élément qui pourrait avoir un effet à la baisse sur le coût de production est l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs de quarante à cinquante ans ». Avec une durée d'exploitation allongée, la Cour des comptes évalue le coût moyen de production du parc à 61,60 euros/MWh entre 2011 et 2025. Un chiffre 10 % plus élevé que ne le prévoit EDF.

### Le coût de production de l'électricité nucléaire en France

En euros / MWh

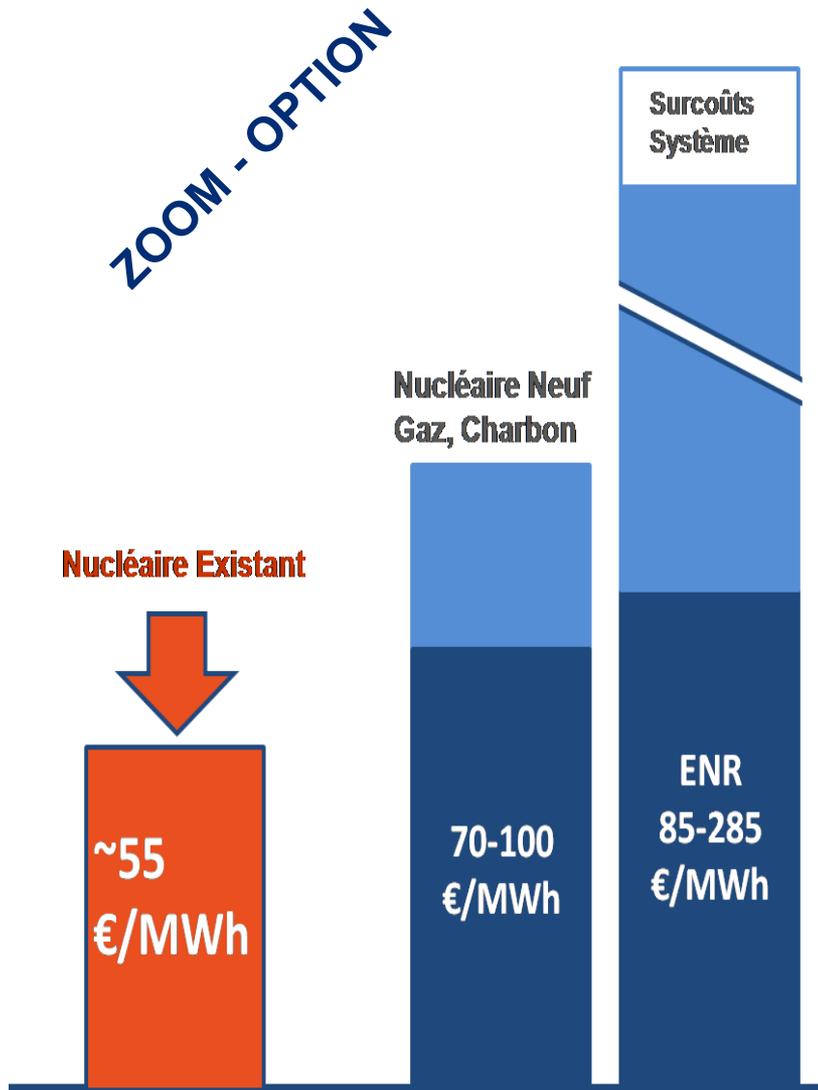


# Une hausse cependant annoncée et maîtrisée



- Des hausses qui reflètent ,  
aux dires mêmes de la Cour,  
le déploiement du projet industriel.
- Investissements : +118 %  
Déploiement du Grand Carénage :  
accélération de la maintenance lourde,  
densification des VD, début des opérations  
post-Fukushima.
- Coûts d'exploitation : +11%  
(+20% hors schéma de gestion, +35% sur 5 ans)  
Plus de 6 500 embauches en 3 ans  
(pyramide des âges et nouveaux besoins) ;  
Montée en puissance du programme industriel,  
mais aussi hausse du combustible (+10%)  
et de la fiscalité (+14% et + 33% sur 5 ans)

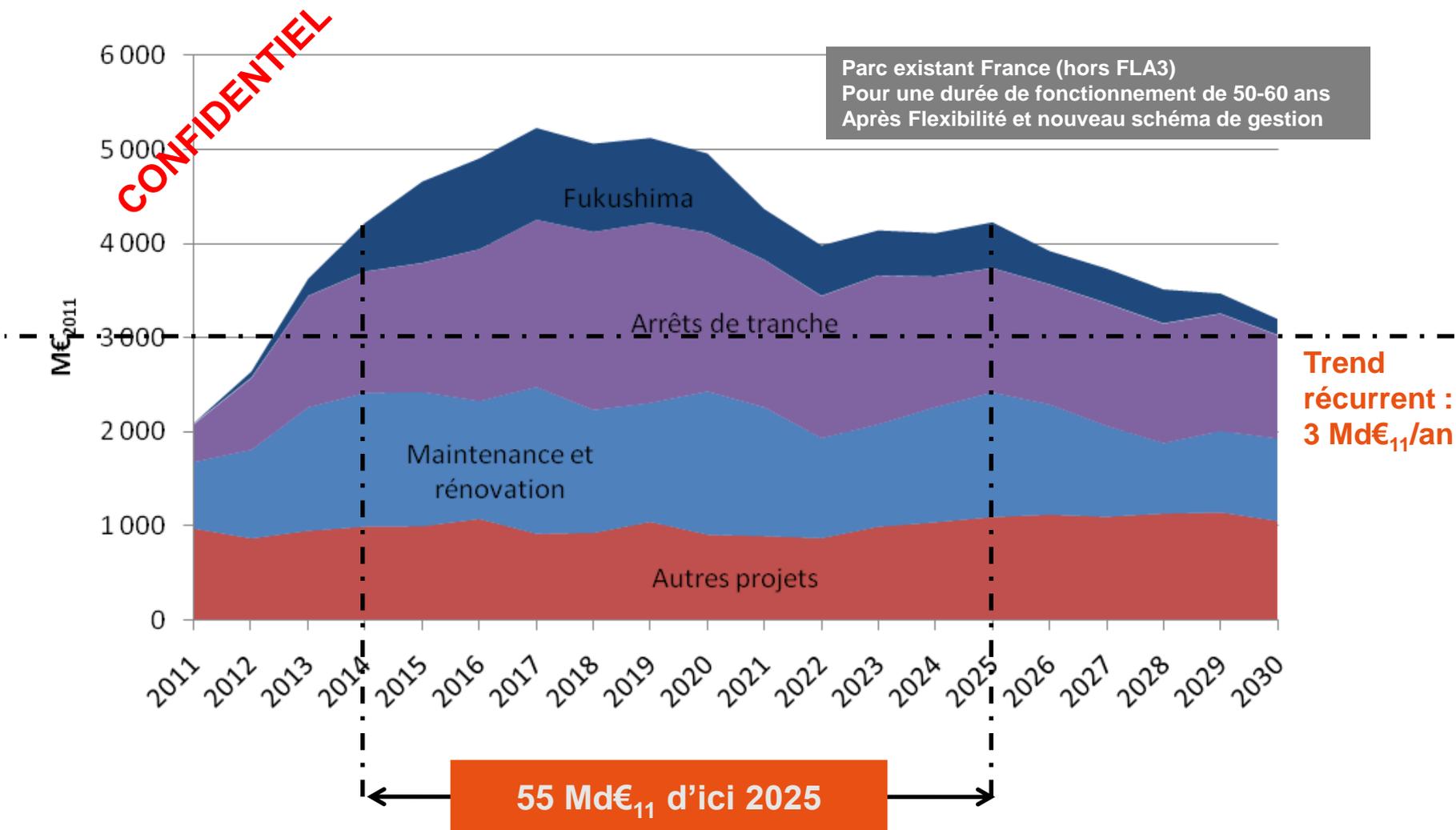
# Le nucléaire reste compétitif à ~55€<sub>11</sub>/MWh sur 50 ans (pour la Cour, de 56.4 à 61.6€<sub>12</sub>/MWh)



- Des coûts orientés à la hausse d'ici 2025, mais la Cour note qu'EDF a intégré dans son projet des efforts de maîtrise industrielle et financière pour limiter la progression des charges.
- La prolongation de la durée de fonctionnement à 50 ans permet un effet de baisse sur le coût de production (via un étalement et donc une diminution du « loyer » économique).
- Même si la Cour ne fait pas d'étude comparative, le nucléaire reste donc très compétitif !

# 55 Md€<sub>11</sub> d'investissements d'ici 2025, puis retour à un *trend* de 3 Md€/an

Mais la Cour a aussi communiqué sur 62,5 Md€<sub>10</sub> sur 11-25 et 90 Md€<sub>10</sub> sur 11-33 (110 Md€<sub>c</sub>)





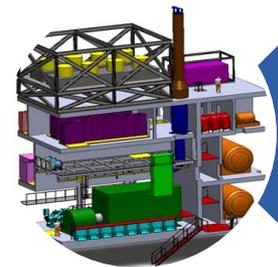
# Mesures post-Fukushima : un déploiement en 3 phases pour le parc



## *Phase 1 (objectif 2015) : Modifications provisoires et moyens de crise*

**Compléter les organisations de crise et moyens associés pour faire face à plusieurs réacteurs accidentés sur un même site** (ou d'autres situations difficilement prévisibles), dans un contexte extrêmement perturbé

→ Moyens locaux de crise, moyens provisoires de conception, mesures d'organisation (FARN), moyens de gestion de crise, renforcement tenue au séisme et à l'inondation des locaux de gestion de crise, moyen d'arrêt automatique en cas de séisme



## *Phase 2 (objectif 2015-2020) : Modifications définitives et noyau dur partiel*

**Mettre en place des moyens en dur d'appoint en eau et en électricité pour sauver le cœur en cas de perte des moyens actuels**, perte de longue durée et sur tout le site (objectif 2018).

**Mettre en place des centres de crise robustes permettant de gérer une crise sur tous les réacteurs d'un même site** (objectif Flamanville 2016, fin sur autres sites à discuter avec l'ASN : 2024).

**Renforcer les équipes sur les sites**



## *Phase 3 (à partir de 2019) : noyau dur complet*

**Compléter les moyens actuels sur le parc français par des moyens plus robustes de maîtrise des rejets en accident grave, en tendant vers l'objectif de sûreté des réacteurs de Génération 3** (« contre-mesures limitées dans l'espace et dans le temps en cas d'accident grave »)

→ déploiement du « noyau dur » couplé avec les VD4 900-1300 et VD3 N4

La France dispose d'une avance au départ par rapport aux autres pays pour la maîtrise des rejets en accident grave (filtres à sable installés depuis 1986). Plusieurs pays s'engagent dans cette voie, avec des moyens robustes

# Flamanville 3 : première commercialisation prévue en 2016



- La première centrale construite en France depuis 10 ans
- Plus de 3000 intervenants sur site
- 26 millions d'heures de travail depuis le 1<sup>er</sup> béton

**Préparer l'avenir du nucléaire  
en France et à l'export**

# Nouveau nucléaire : poursuivre notre histoire industrielle



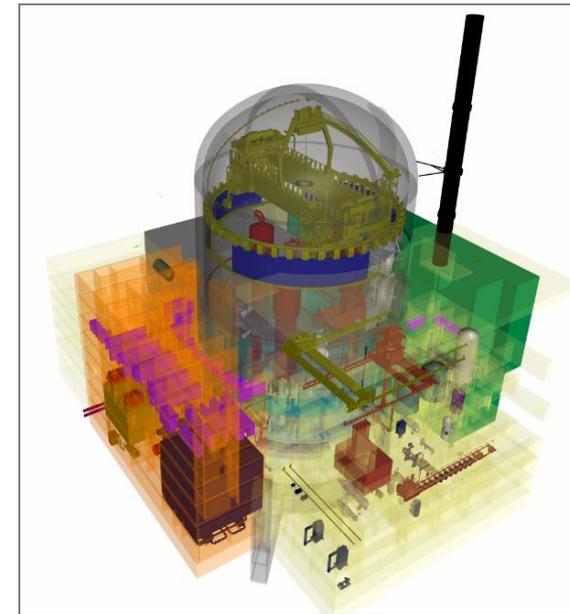
REX  
des EPR



Optimisation



EPR NM



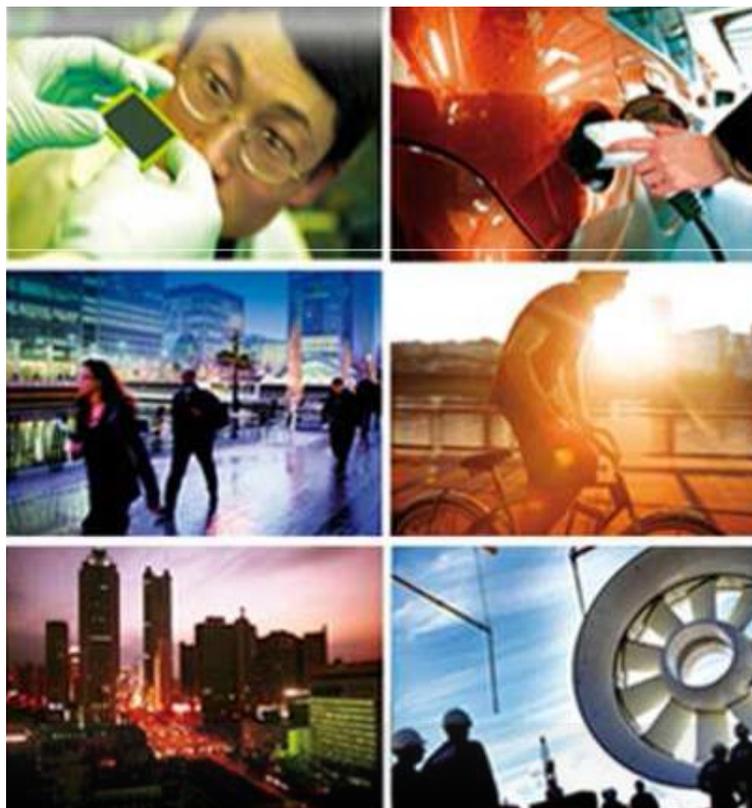
## En conclusion ...

- Une période difficile pour tous les électriciens en Europe.
- Le projet d'EDF est de poursuivre l'exploitation de ses réacteurs existants et pour ce faire de rénover le parc : renouvellement de composants, amélioration de la sûreté
- Ce qu'ont fait la plupart des électriciens dans le monde.
- Un vrai défi politique, industriel, managérial, financier.
- Une belle opportunité pour l'industrie française
- Tout en continuant à préparer avec l'EPR le renouvellement du parc.





# Faire rêver à nouveau



# Back-up



# Mesures post-Fukushima

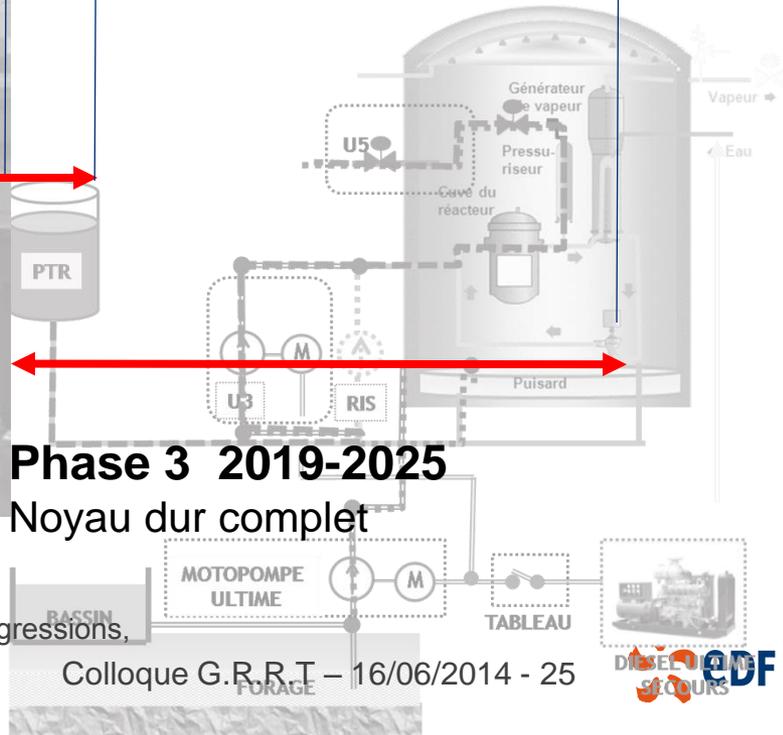


# Mesures post-Fukushima : un déploiement en 3 phases pour le parc

2012-2015

2015-2020

2020-2025



## Phase 1 2012-2015

Mise en place de la FARN\*  
Modifications provisoires  
+ moyens de crise

## Phase 2 2015-2020

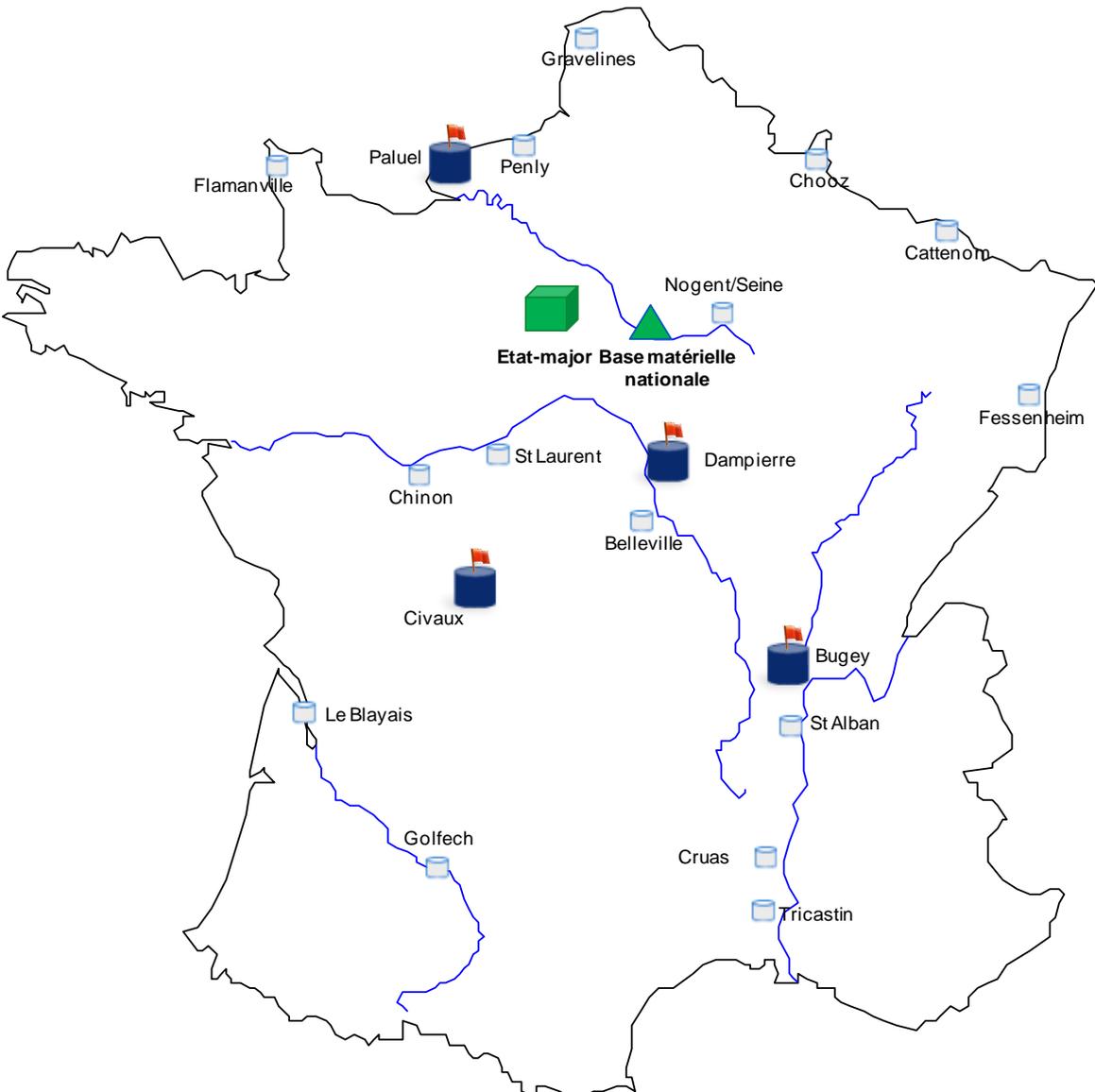
Modifications définitives et  
noyau dur partiel

## Phase 3 2019-2025

Noyau dur complet

\*FARN = Force d'action rapide du Nucléaire  
Noyau Dur = liste réduite d'équipements présentant une forte robustesse aux agressions, permettant de gérer un évènement de type Fukushima.

# FARN : une organisation en 3 niveaux : local (bases arrières potentielles), régional et national



**1 état major** (dont équipe de reconnaissance)



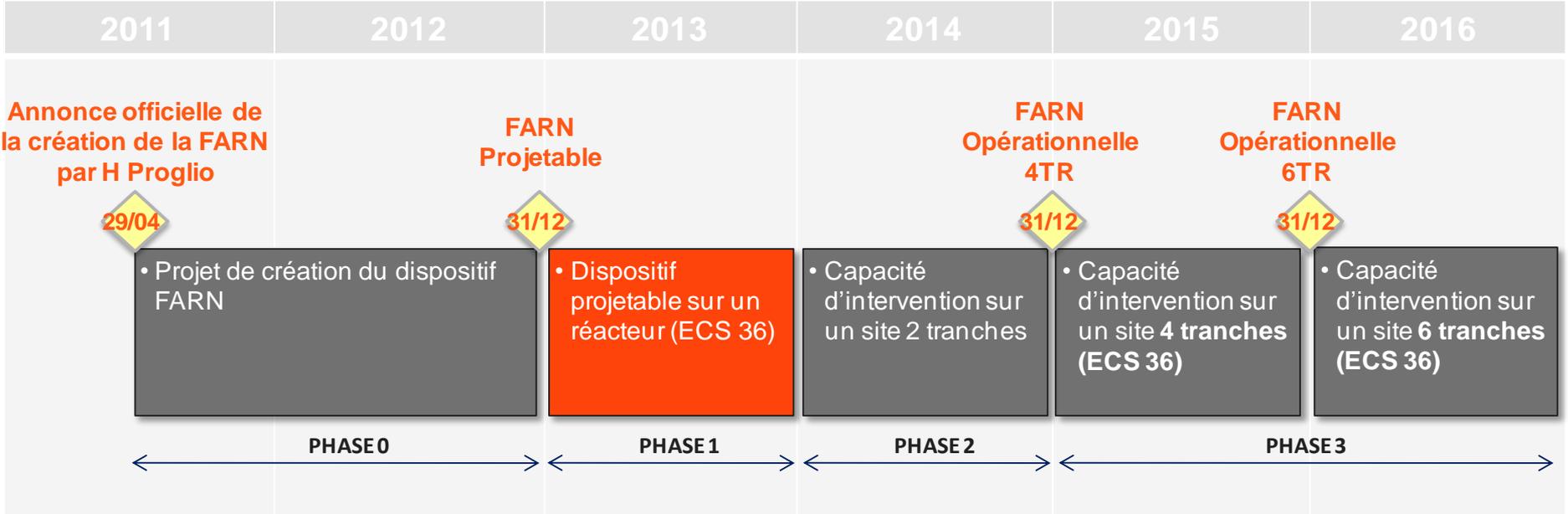
**1 base matériel nationale** pour le matériel long terme et les modules de constitution de la base arrière



**4 bases régionales** et une base matériel à proximité de chacune

Sur les 19 CNPE du parc, des localisations de bases arrières potentielles sont identifiées

# Planning général de la FARN



La FARN est projetable sur un réacteur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013 et la mise en œuvre des prescriptions techniques dans le domaine de la crise a été respectée.



58 moto-pompes mobiles d'injection d'eau mises à disposition sur chaque tranche du Parc, fin 2013



Plugs FARN eau, air et électricité en cours d'implantation sur toutes les tranches



Structures de stockage des moyens mobiles de crise installées fin juin 2013

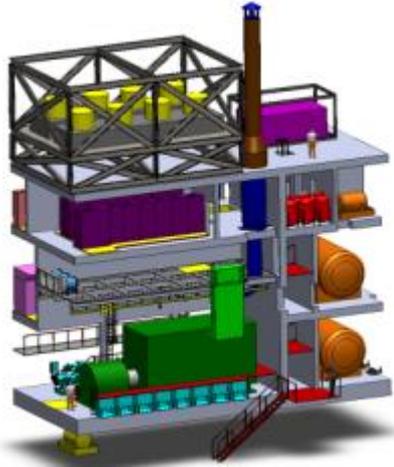


les formations du personnel de la FARN sont organisées

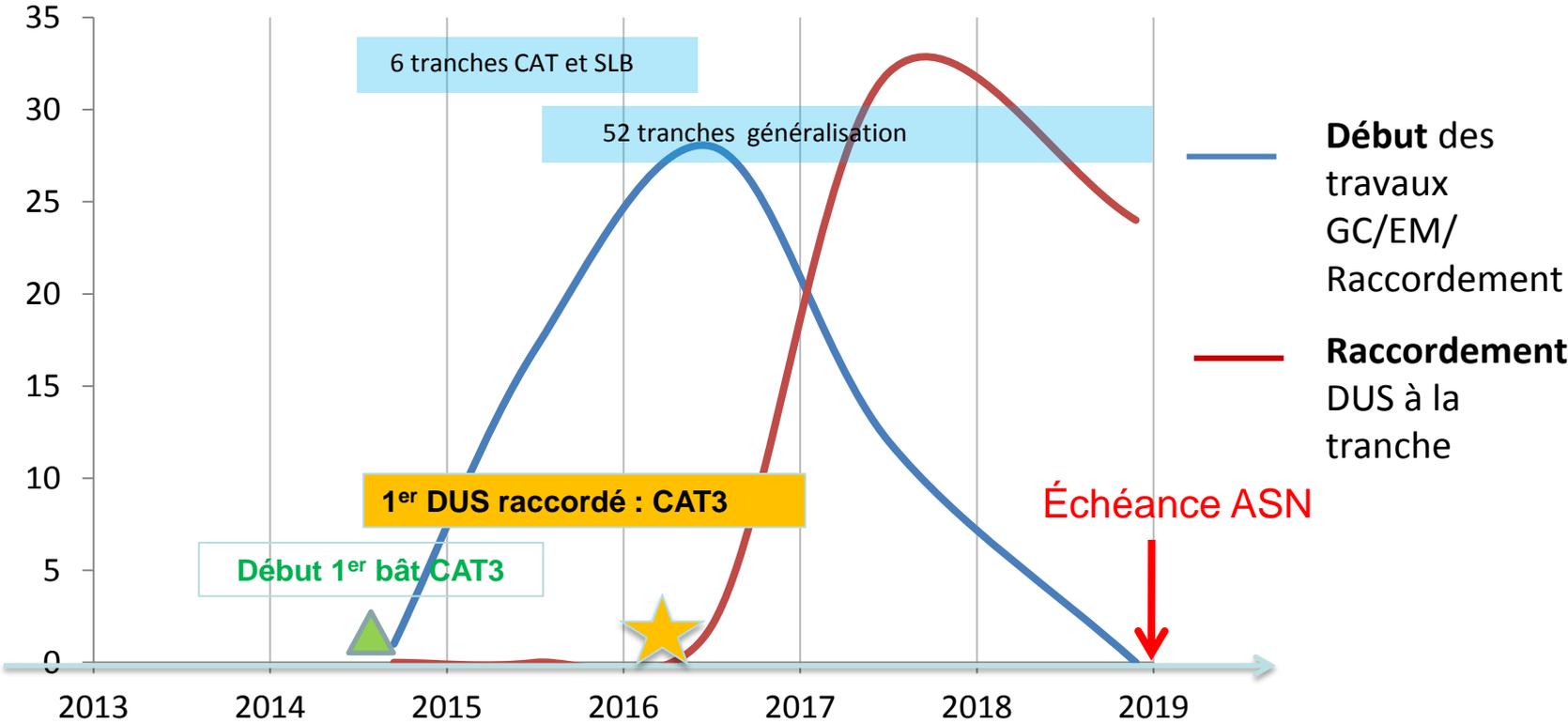


Les matériels des services régionaux sont validés et en cours de livraison,

# Diesels d'Ultime Secours : un défi industriel



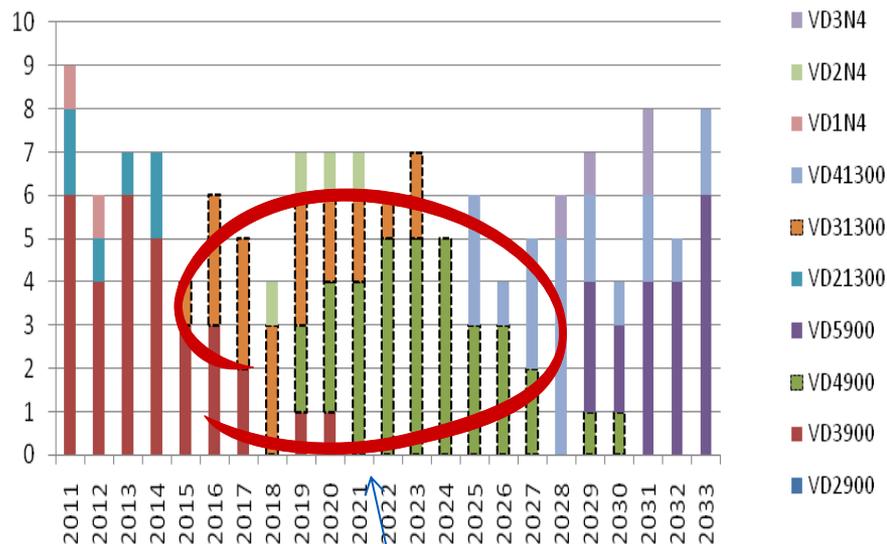
Nombre de tranches



# Dans ce projet, la production du parc doit intégrer l'ampleur des travaux qui seront conduits en arrêt de tranche

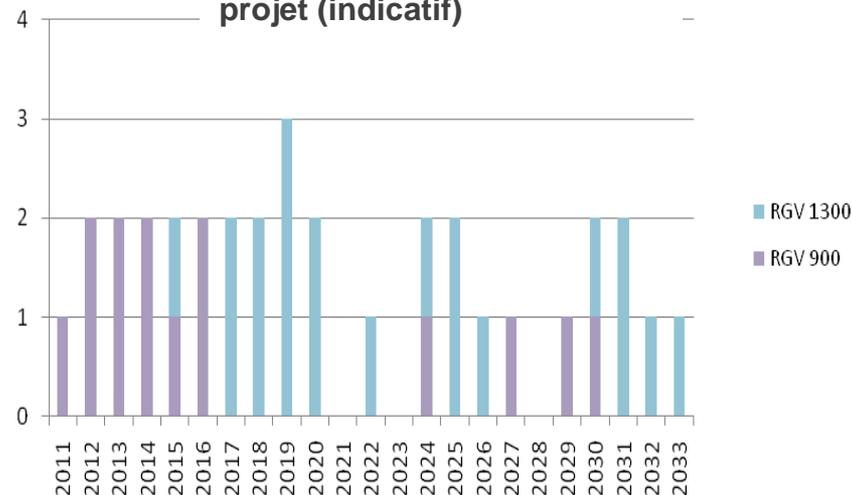
- La densification du contenu des arrêts lors du Grand Carénage conduit à considérer des durées d'arrêt plus longues que celles prises en compte par le passé.

### Planning de VD



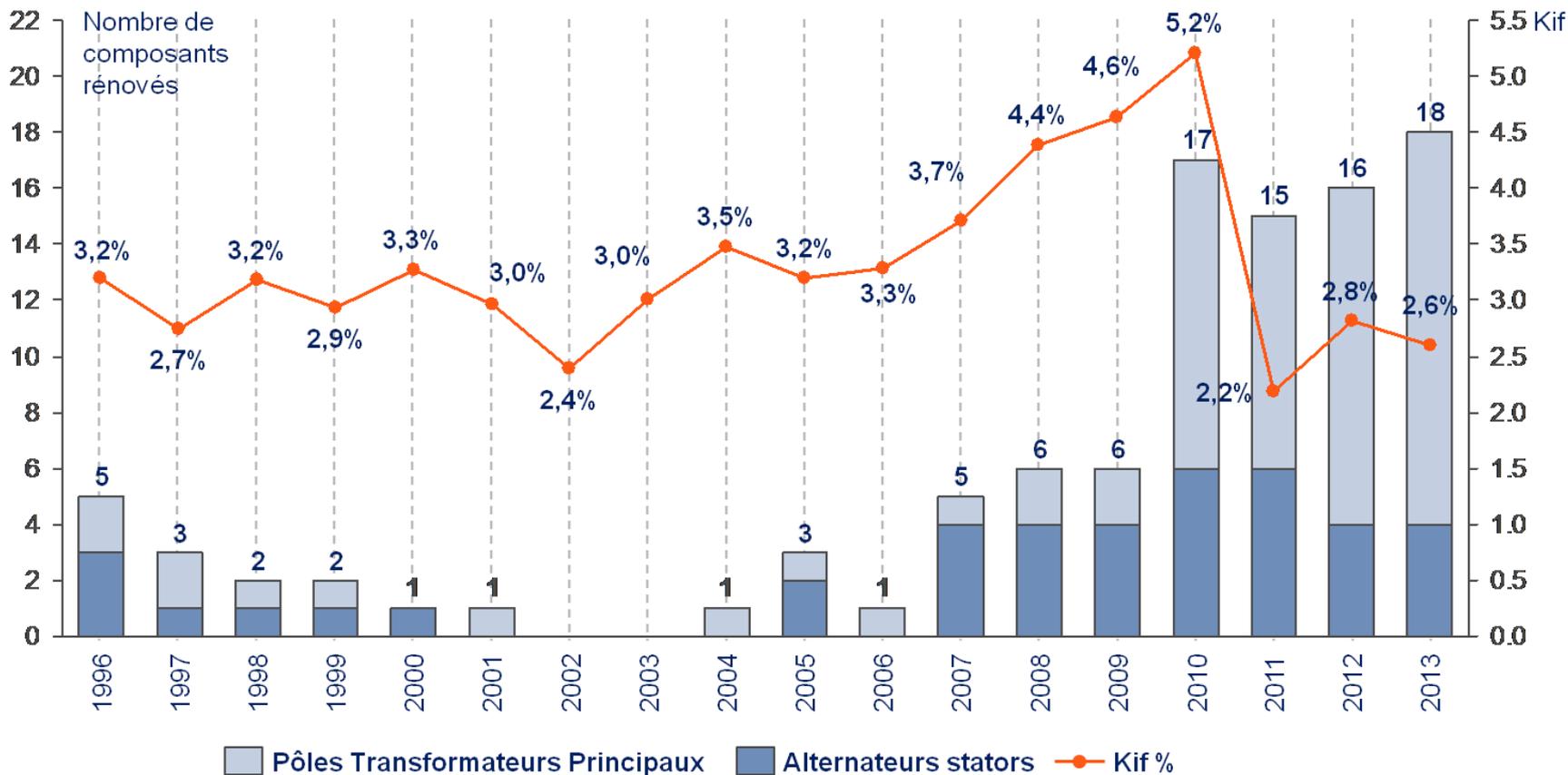
VD4 900 et VD3 1300 : visites les plus chargées du Grand Carénage

### Planning de RGV dans ce projet (indicatif)



# Evolution du taux d'indisponibilité fortuite (Kif) et corrélation avec le programme de rénovation

Période 1995 à 2013, ensemble du parc

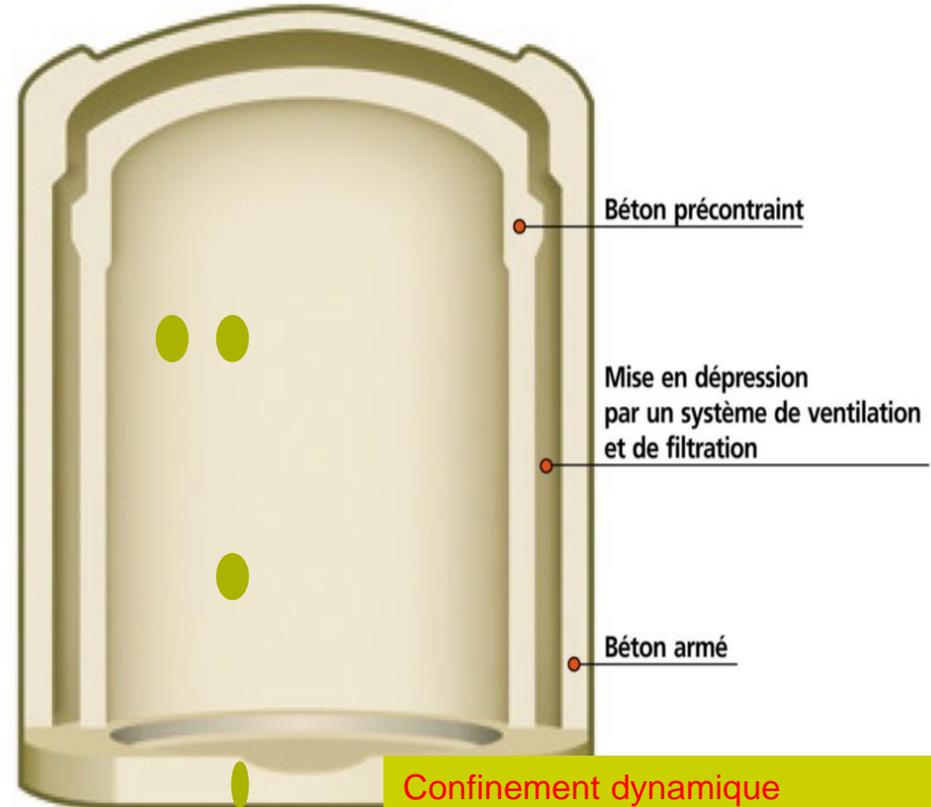


# Zoom : les composants non-remplaçables

## Des cuves d'excellente fabrication :

- Les défauts sous revêtement sont de petites indications métallurgiques issues du procédé de fabrication (dépôt du revêtement en acier inoxydable à l'intérieur de la cuve). Le suivi en service des cuves, avec des procédés en permanence améliorés (ultrasons en zone de cœur et sur les joints soudés), faisant référence au plan international, et mis en œuvre périodiquement (tous les 5 ans pour TRI1 depuis 1999), permettent un suivi fin de ces microfissures.
- Un programme important de suivi des caractéristiques du métal des cuves est mis en œuvre sur l'ensemble du Parc depuis l'origine. Des éprouvettes de métal de la cuve, soumises à l'irradiation, permettent d'anticiper d'au moins 10 ans le comportement des cuves en toutes situations.
- Les études de sûreté justifient l'absence de nocivité de ces défauts et l'existence de marges importantes, y compris au-delà de 40 ans. Ces études sont soumises à l'ASN et à son appui technique l'IRSN.
- Même dans le cas de la cuve de Tricastin 1, la plus affectée du parc (20 défauts sur les 36 détectés sur l'ensemble des cuves 900 et 1300MWe), l'absence d'évolution des défauts a été démontrée par le renouvellement de l'examen lors de la visite partielle de 2003.

## Solutions techniques pour les enceintes à double paroi :



Confinement dynamique

Eventuelle évolution du critère d'étanchéité

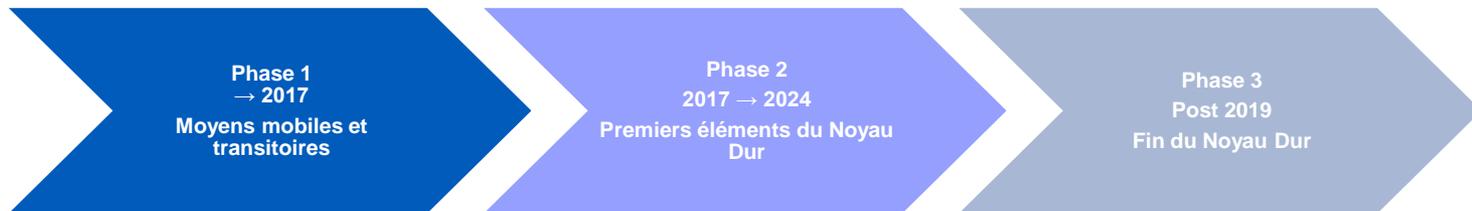
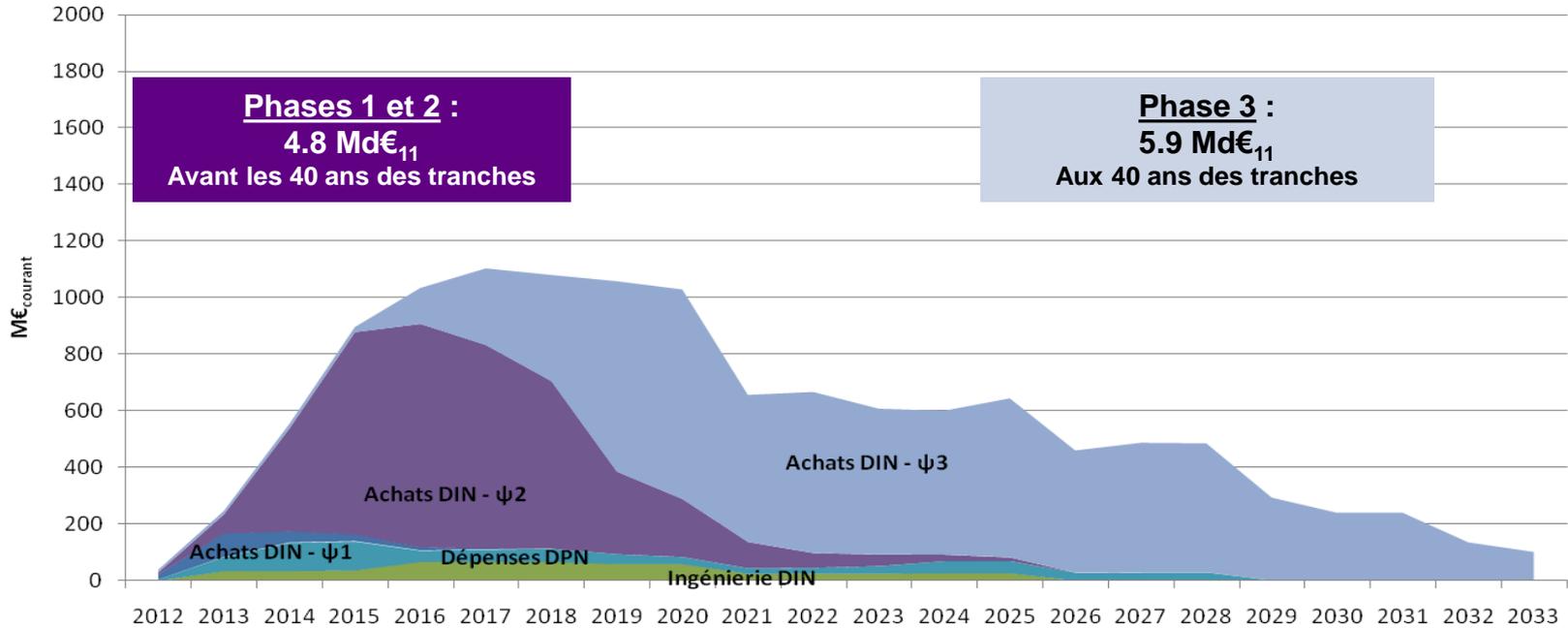
Confinement statique

- 1 Pose de revêtement interne en zone courante (actuelle)
- 2 Traitement du dôme par l'intrados
- 3 Développement, qualification de solutions par l'extrados

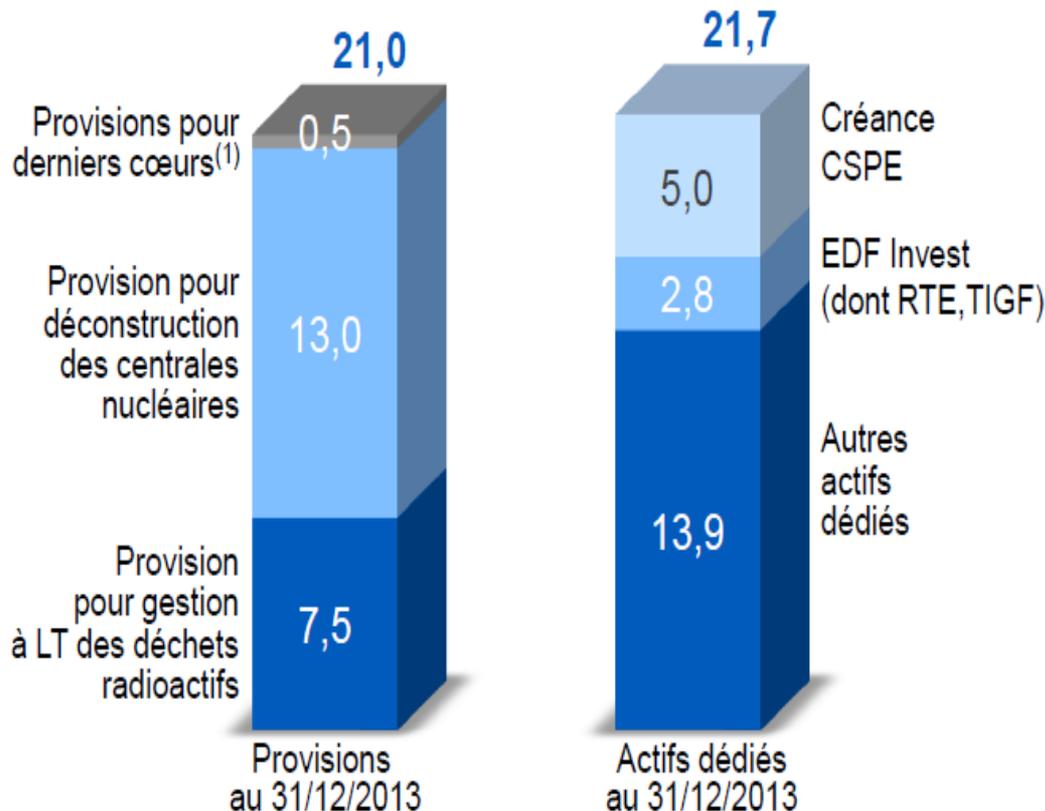
Prise en compte référentiel accidents graves

# Fukushima : env. 11 Md€<sub>11</sub> d'investissements, répartis en 3 phases

## Investissements post-Fukushima



# Des charges futures par nature incertaines et (quelques) critiques sur les actifs dédiés



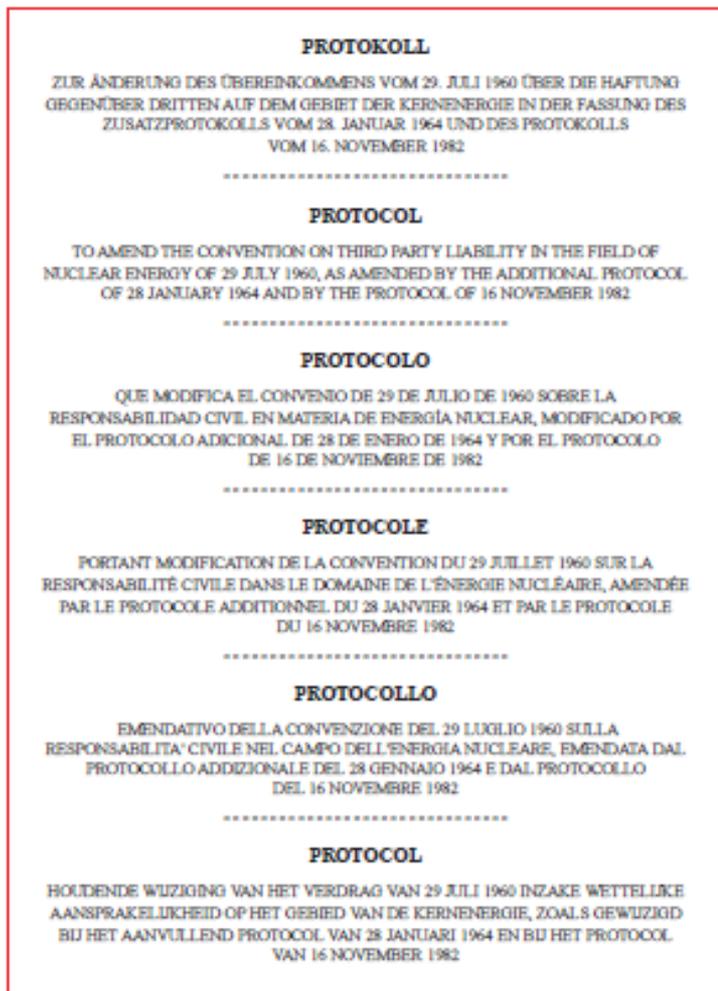
- Incertitudes sur le coût de déconstruction, et sur le coût du projet de stockage profond.
- La Cour souligne cependant, comme en 2012, que ces incertitudes n'ont que peu d'impact sur le coût de production complet en €/MWh (<5%), compte tenu de l'actualisation.
- La Cour note que les actifs dédiés couvrent désormais 100% des charges futures concernées mais estime que l'affectation de la créance CSPE et des titres RTE pose des problèmes de diversification et de rentabilité.

# « Un coût de production de l'EPR qui ne peut pas être actuellement chiffré par la Cour »



- « Si les éléments du coût de construction et du calendrier de l'EPR de Flamanville semblent stabilisés, (..) il n'est pas possible pour la Cour d'en tirer des conclusions précises sur ses coûts de production ni sur ceux des EPR en général. »
- Prix de vente d'HPC dans l'accord fin 2013 : 92.5 £/MWh (114€12/MWh), même s'il y a de nombreuses différences avec Flamanville 3
- « Il est probable que les coûts de production de l'EPR seront sensiblement supérieurs à ceux du parc actuel ».

# Accident et RCN : appliquer rapidement les protocoles de 2004



- La Cour rappelle que « L'Etat assure aujourd'hui 'gratuitement' une partie importante du risque nucléaire » et recommande d'appliquer rapidement le protocole de 2004 modificatif de la convention de Paris (augmentation du plafond de responsabilité civile des exploitants à 700 M€).
- la Cour cite les travaux IRSN sur les coûts des accidents mais aussi la position des exploitants dans l'ENEF (pas de contamination LT des territoires) Les chiffrages IRSN « sont encore peu documentés et peuvent donner lieu à débat », ils ont « vocation à être discutés.. ».
- En tout état de cause, vu la très faible probabilité, le coût de l'accident n'a que peu d'impact sur l'€/MWh.

# Les recommandations de la Cour

1. Déconstruction : utiliser dans les comptes d'EDF la méthode Dampierre 2009
2. Déconstruction : réaliser rapidement, comme l'envisage la DGEC, des audits techniques afin de valider les paramètres de la méthode Dampierre
3. Déchets : fixer dans les meilleurs délais le nouveau devis sur le coût de Cigeo
4. Déchets : Chiffrer le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE
5. Actifs dédiés : réexaminer de manière globale le sujet
6. RCN : mener les actions nécessaires pour que le protocole 2004 entre en application
7. Appliquer le droit sur l'agrément de la garantie financière imposée aux exploitants
8. Encourager et soutenir les travaux et études consacrés aux externalités positives ou négatives sur l'énergie nucléaire et les autres énergies.
9. En matière de taux d'actualisation pour les charges futures, conclure rapidement les débats sur le calcul du taux plafond
10. Renégocier les modalités de financement de la créance d'Areva sur le CEA afin de réduire le coût pour le CEA

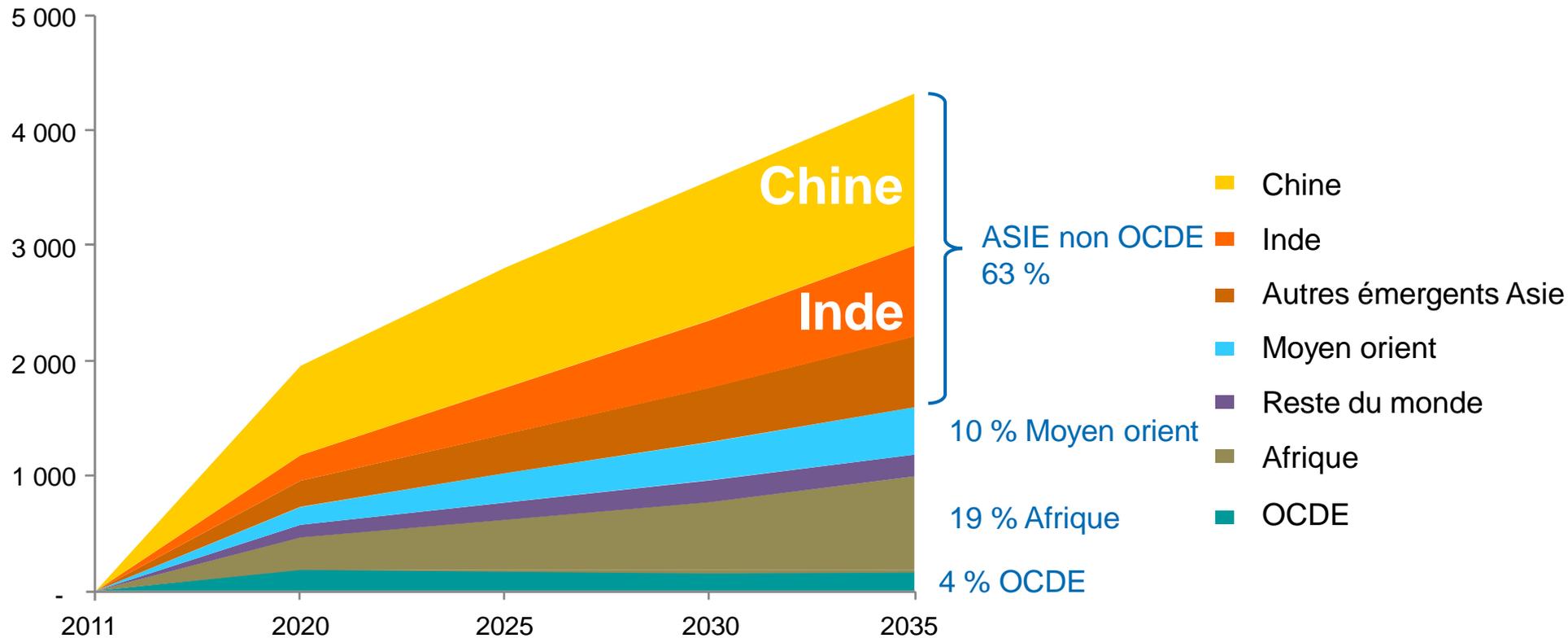
# Au final, une recommandation forte pour l'Etat : prendre position sur la durée de fonctionnement

« Prendre position rapidement, dans le cadre de la fixation des orientations de la politique énergétique à moyen terme, sur le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, afin de permettre aux acteurs, notamment à EDF, de planifier les actions et les investissements qui en résulteront ».



# Les besoins des pays émergents s'envolent...

Croissance de consommation d'énergie primaire (Mtep)  
2011-2035



Source : AIE WEO 2013 « New Policies scenario »

# ... de nouveaux acteurs, de nouveaux partenaires ?



Ahmad  
AL SAYED  
QIA

Lu Chung  
TROIS  
GORGES

Cao Peixi  
HUANENG

Larry Fink

Alexei Miller  
GAZPROM

Ding Xuedong  
CIC

BLACKROCK

He Yu  
CGN

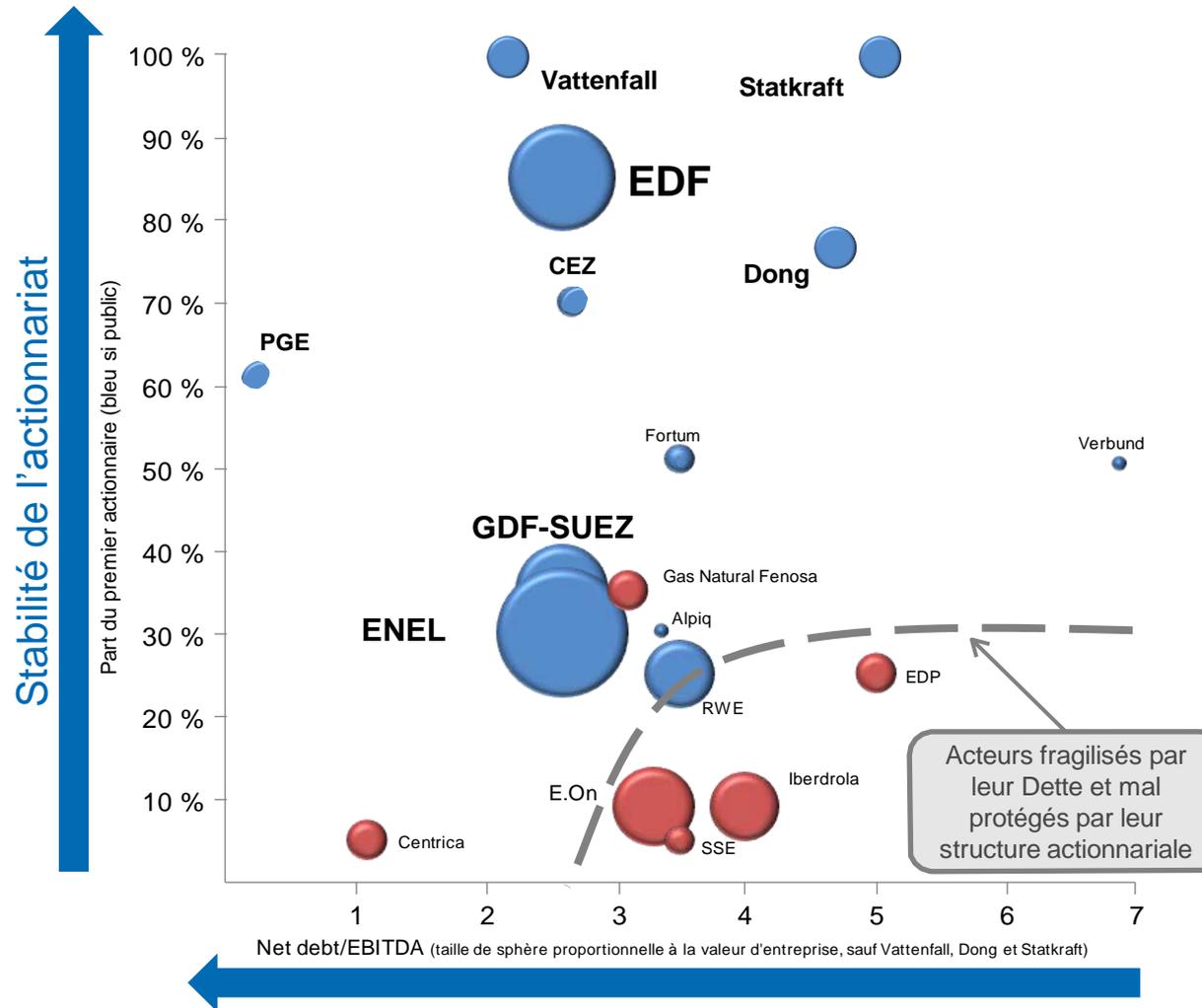
Teruo Asada  
MARUBENI

Liu Zhenya  
STATE GRID

- Les acteurs des pays émergents ont aujourd'hui des compétences industrielles et des moyens financiers
- Certains développent leurs propres technologies, qui trouvent chez eux des marchés gigantesques
- Ils peuvent être de redoutables concurrents, des prédateurs ou des partenaires...

# Le Groupe EDF est solide dans la crise européenne

- EDF, GDF Suez et ENEL restent robustes
- Plusieurs acteurs européens sont devenus très vulnérables dans la crise européenne
- Des acteurs comme Vattenfall se replient sur leur marché historique (Suède)

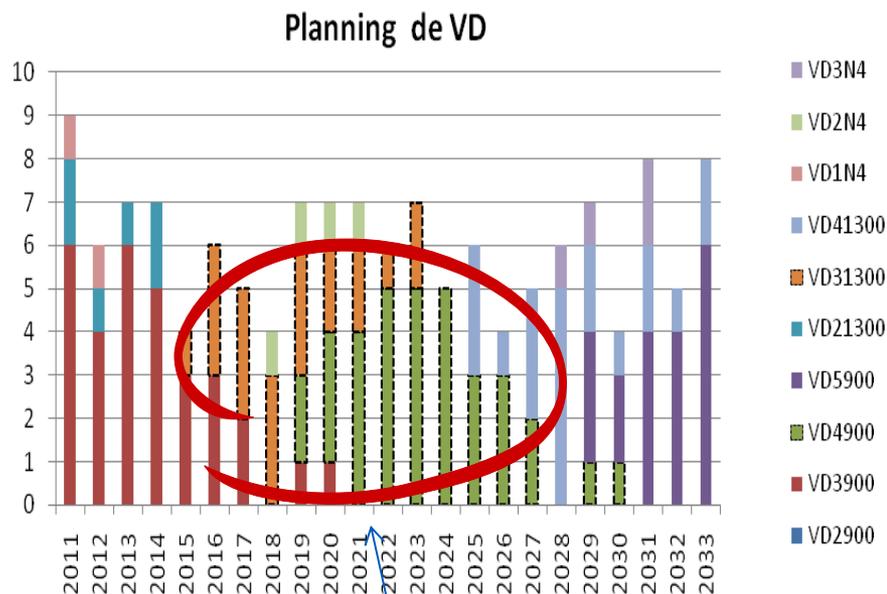


Source : Réseau Veille EDF

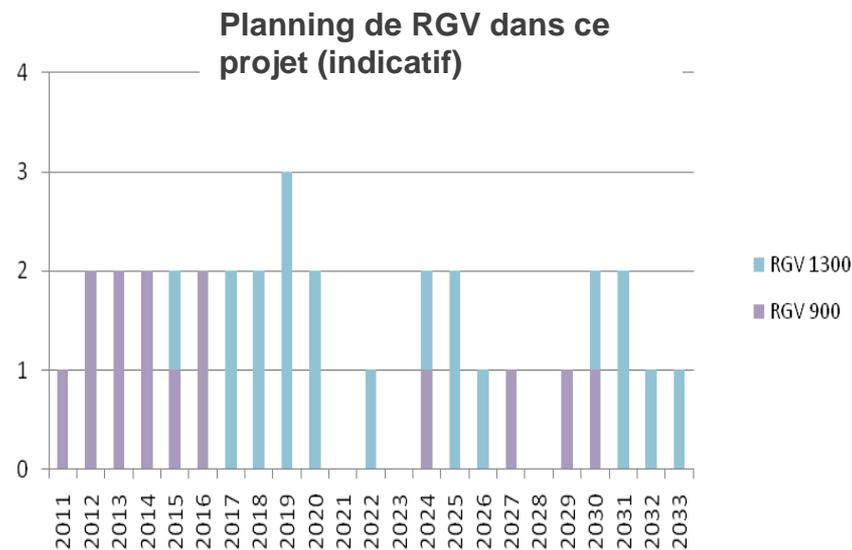
Solidité Financière

Cercle bleu = premier actionnaire public  
Cercle rouge = premier actionnaire privé

# Un planning d'arrêt très chargé, et des risques sur la production



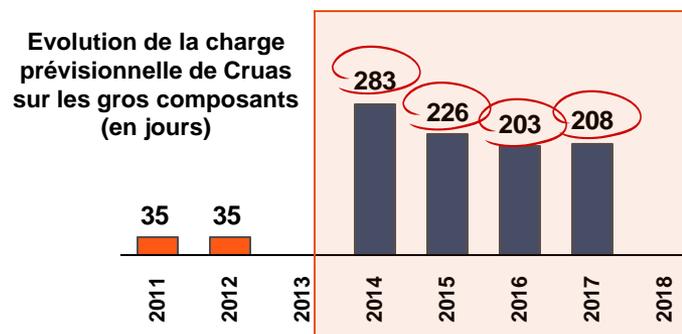
VD4 900 et VD3 1300 : visites les plus chargées du Grand Carénage



# Une opportunité sur le plan industriel

- La volumétrie des heures d'intervention sur site va augmenter en moyenne de 70% entre 2012 et 2017-2018 :

- +140% sur le contrôle-commande
- +120% sur le génie civil
- +100% sur les travaux électriques
- +60% sur les travaux de tuyauterie/soudage
- +50% sur la logistique de chantier, etc.



- Sur plusieurs segments, notre demande apparaît supérieure aux capacités actuelles de nos fournisseurs d'équipements et d'interventions, ce qui suppose **d'élaborer avec eux une stratégie industrielle et achats répondant à la complexité et au volume important de travaux**, qui passe notamment par l'accompagnement des recrutements et de la formation chez nos partenaires
- Cette stratégie industrielle, indispensable à la réussite de notre projet, constitue une formidable opportunité de développement industriel et de créations d'emplois en France sur les 10 années à venir.

# Le coût du programme industriel d'EDF est cohérent avec celui des autres exploitants mondiaux

Country	Specific investment in LTE	Comment
<b>Belgium</b>	USD <sub>2010</sub> 650/kWe	Including ~11% increase due to post-Fukushima measures.
<b>France</b>	USD <sub>2010</sub> 1 090/kWe	Including all investments from 2011 to 2025: maintenance, refurbishment, safety upgrades, performance improvement; and ~10% increase due to post-Fukushima measures
<b>Hungary</b>	USD <sub>2010</sub> 740-792/kWe	Including 10-17% increase due to post-Fukushima measures
<b>Korea (PWR)</b>	USD <sub>2010</sub> 500/kWe	Including ~10% increase due to post-Fukushima measures.
<b>Switzerland</b>	USD <sub>2010</sub> 490-650/kWe	Specific future investment in NPP refurbishment and maintenance (approximately the double of the specific LTO investment) is USD <sub>2010</sub> 980-1 300/kWe.
<b>United States</b>	About USD <sub>2010</sub> 750/kWe	EPRI survey data and current spending on capital improvement.
<b>Russia</b>	About USD <sub>2010</sub> 485/kWe	Data for Novovoronezh 5 unit (first series of VVER-1000: V-187).
<b>Ukraine</b>	About USD 300-500/kWe	Public statements by Energoatom and Ukrainian prime minister.