



## L'AP1000

### Introduction

L'AP1000 est un des principaux concurrents de l'EPR d'AREVA, mais il reste peu connu en France, il nous a semblé intéressant de demander à un ingénieur d'AREVA NP, expert sur ce sujet, de nous en faire une description.

L'AP1000 est aujourd'hui en construction en Chine (4 unités, dans un premier temps, au moins 12 prévues à terme) et aux Etats-Unis (2 réacteurs à Vogtle et 2 à Summer). L'AP1000 a été certifié une première fois par la NRC en 2005. Une première certification délivrée quelque peu « à la hâte » afin de permettre à Westinghouse de présenter un modèle certifié pour l' « offre Chine ». C'est sur la base de cette première version de l'AP1000, non dimensionnée contre la chute d'avion, qu'est signé le contrat des AP1000 Chinois. L'évolution de la réglementation américaine vis-à-vis de la chute d'avion, contraint Westinghouse à soumettre dès 2007 une demande de modification de la certification de l'AP1000. Outre la modification de l'enceinte de protection pour répondre aux nouvelles exigences américaines, de profondes modifications sont apportées sur la conception de l'AP1000, portant entre autre sur l'ensemble des composants primaire et l'architecture du contrôle commande digital. L'ampleur des modifications apportées est telle que le processus d'amendement de la certification sera finalement plus long que la certification initiale, et n'aboutira qu'en décembre 2011. L'ensemble de ces modifications, à l'exception du renforcement de l'enceinte de protection, sont mises en œuvre sur les AP1000 construits en Chine.

L'AP1000 est basé sur le design de l'AP600, conçu dans les années 90, nous commençons donc par la description de celui-ci, et décrivons ensuite les évolutions pour arriver à l'AP1000 et concluons avec une comparaison par rapport à l'EPR.

Les principaux autres réacteurs à eau sous pression sur le marché sont l'APR 1400, commercialisé par Korea Hydro & Nuclear Power, les VVER 1000 et 1200 MWe proposés par Rosatom (Russie), l'APWR 1500 de Mitsubishi, sans oublier l'ATMEA (environ 1100 MWe) d'AREVA et Mitsubishi. Enfin la Chine prépare activement le développement de ses propres réacteurs de génération 3 avec notamment l'ACC1000 (développé conjointement par CNNC et CGNPC sur la base des 900 MWe français) et le CAP1400 (issu de l'AP1000). Trois modèles de réacteurs à eau bouillante de génération 3 sont également proposés : l'ESBWR (1500 MWe) de GE, l'ABWR (1350 MWe) proposé à la fois par GE-Hitachi et Toshiba-Westinghouse (qui a également développé une version améliorée de 1600 MWe pour le marché européen) et enfin le modèle KERENA (1250 MWe) d'AREVA.

### L'AP600™

Après l'accident de Three Miles Island en mars 1979, l'EPRI lance en 1983 un programme pour développer la prochaine génération de réacteurs à eau légère. Westinghouse démarre le Design de l'AP600™ en 1985, réacteur de moyenne puissance avec comme critères principaux : mise en œuvre de systèmes passifs, réduction des coûts d'investissements, de la taille du bâtiment et de la durée de construction. Ce projet fait l'objet d'une coopération internationale avec MHI, Ansaldo, les électriciens japonais et EdF. Le rapport de sûreté standard est remis à la NRC en 1992 et la certification est obtenue en décembre 1999.

## Principales caractéristiques de l'AP600 :

Durée de vie 60 ans. Cuve identique à celle des PWR 900 MW à 3 boucles, 145 assemblages 17x17, faible puissance linéique (135 W/cm), instrumentation sur le couvercle. Circuit primaire compact, reprenant la conception des modèles Combustion Engineering, avec deux branches chaudes et 4 branches froides, 2 générateurs de vapeur, 4 pompes primaires de type rotor noyé avec volant d'inertie intégré, fixées directement sous les générateurs de vapeur :

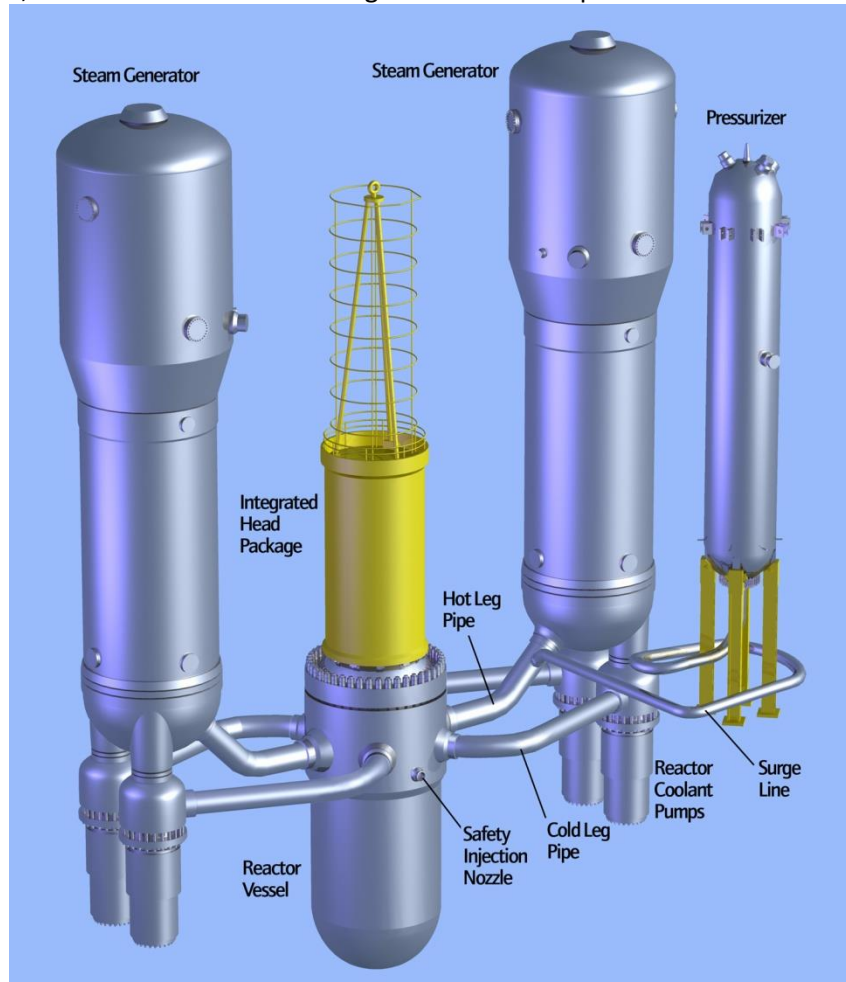


Figure 1 : circuit primaire de l'AP600™

Des systèmes de sûreté passifs : injection de sûreté, évacuation de la puissance résiduelle du cœur et système de refroidissement de l'enceinte de confinement. Le système de dépressurisation automatique, qui est l'un des sous-systèmes majeur du système d'injection, s'il ne nécessite pas d'alimentation électrique en courant alternatif, repose néanmoins sur des vannes motorisées et des vannes « explosive » alimentées par des batteries. Tous ces systèmes sont dans le bâtiment réacteur. Des systèmes actifs – évacuation de la chaleur résiduelle à l'arrêt, contrôle volumétrique et chimique, alimentation de secours des GV – non classés (donc non pris en compte dans la démonstration de sûreté) mais intervenant néanmoins en première ligne de défense dans la stratégie de défense en profondeur de l'AP1000. Ces systèmes sont localisés dans les bâtiments auxiliaire et annexe.

Le système passif d'extraction de la chaleur résiduelle du cœur consiste en un échangeur de chaleur placé dans un réservoir interne au confinement d'une contenance d'environ 2000 m<sup>3</sup> d'eau et placé à une élévation supérieure à celle de la cuve. Cet échangeur est connecté au circuit primaire via une

ligne d'admission reliée à l'une des branches chaudes et une ligne de refoulement reliée à la partie « froide » de la boîte à eau du GV correspondant. A l'ouverture de la vanne d'isolement placée sur la ligne de refoulement, le fluide froid contenu dans les tubes de l'échangeur s'écoule gravitairement vers le circuit primaire et est remplacé par du fluide chaud de la branche chaude, qui va être à son tour refroidi dans l'échangeur, instaurant ainsi une circulation naturelle dans l'échangeur.

Le système passif d'injection, consiste en trois étages successifs d'injection directement en cuve. Le premier étage est constitué de réservoir d'appoint de 62m<sup>3</sup>. Ces réservoirs sont constamment à la pression du circuit primaire et peuvent donc injecter (gravitairement) dans la cuve quelle que soit la pression du primaire. Le second étage d'injection consiste en deux accumulateurs pressurisé à l'azote et reliés aux lignes d'injection par des vannes à clapets. Ils injectent automatiquement dès que la pression du circuit primaire descend sous la pression de tarage de ces accumulateurs. Enfin le dernier étage d'injection consiste en l'injection depuis le réservoir interne de 2000m<sup>3</sup>. Ce réservoir étant à la pression de l'enceinte (environ la pression atmosphérique) il est nécessaire de dépressuriser rapidement le circuit primaire pour pouvoir avoir accès à ce dernier mode d'injection. Cette dépressurisation rapide est assurée par l'ouverture des trois étages de vannes (motorisées) de dépressurisation placées sur le pressuriseur, puis du quatrième étage de dépressurisation, consistant en des vannes explosive de gros diamètre (10-pouces) placées directement sur les branches chaudes (ce qui consiste finalement à créer une grosse brèche dans le circuit primaire).

On notera qu'à ce jour le retour d'expérience accumulé sur des vannes de ce type concerne des vannes de 2" de diamètre maximum.

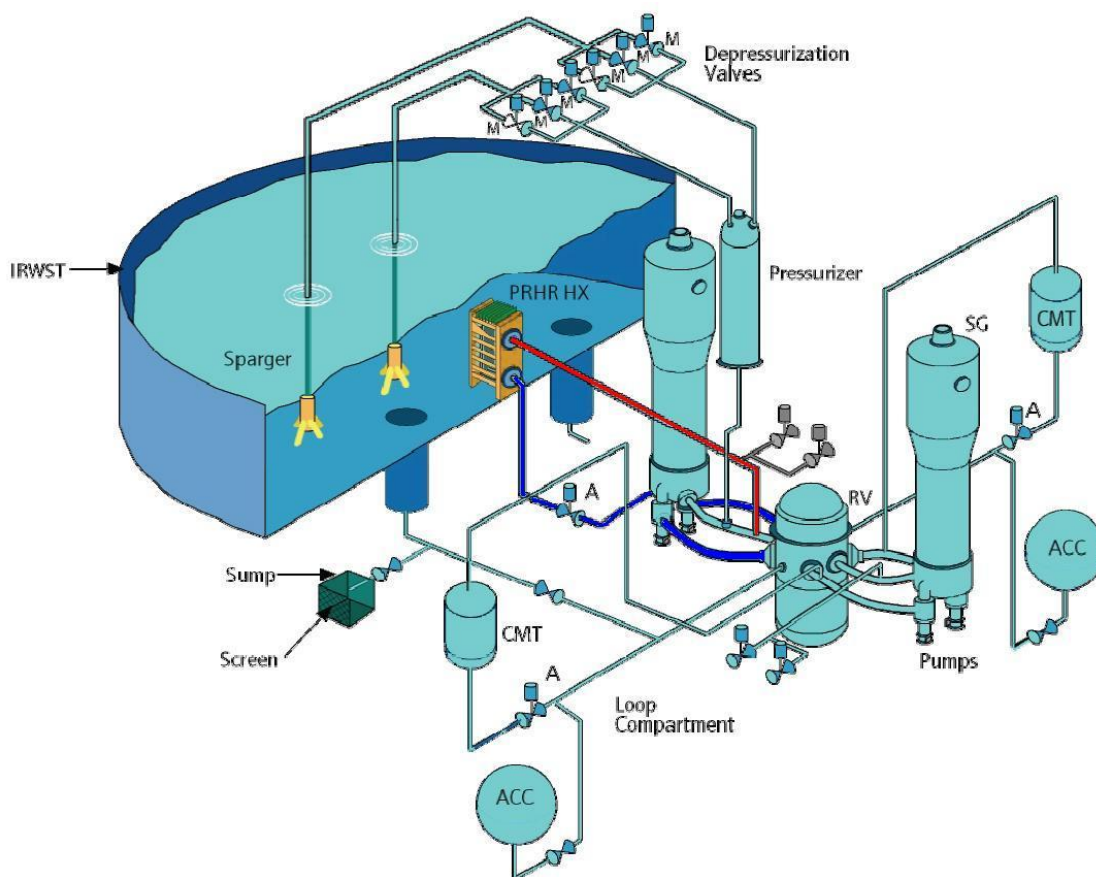


Figure 2 : refroidissement passif du cœur de l'AP600™

### Confinement

Le système de refroidissement de l'enceinte de confinement est constitué :

- de l'enceinte métallique elle-même qui tient lieu d'échangeur de chaleur
- d'une circulation naturelle d'air aménagé entre le bâtiment de protection et l'enceinte métallique
- et enfin d'un réservoir d'environ 2000m<sup>3</sup> placé sur le toit du bâtiment réacteur.

La vapeur générée à l'intérieur de l'enceinte de confinement, en situation accidentelle, vient se condenser sur l'enceinte métallique qui elle-même est refroidit à la fois par la circulation d'air et l'aspersion d'eau depuis le réservoir du toit. La capacité du réservoir permet de refroidir ainsi l'enceinte de confinement pendant trois jours. Au-delà de trois jours, la puissance résiduelle à suffisamment décré pour que le refroidissement puisse être assuré par la circulation d'air uniquement.

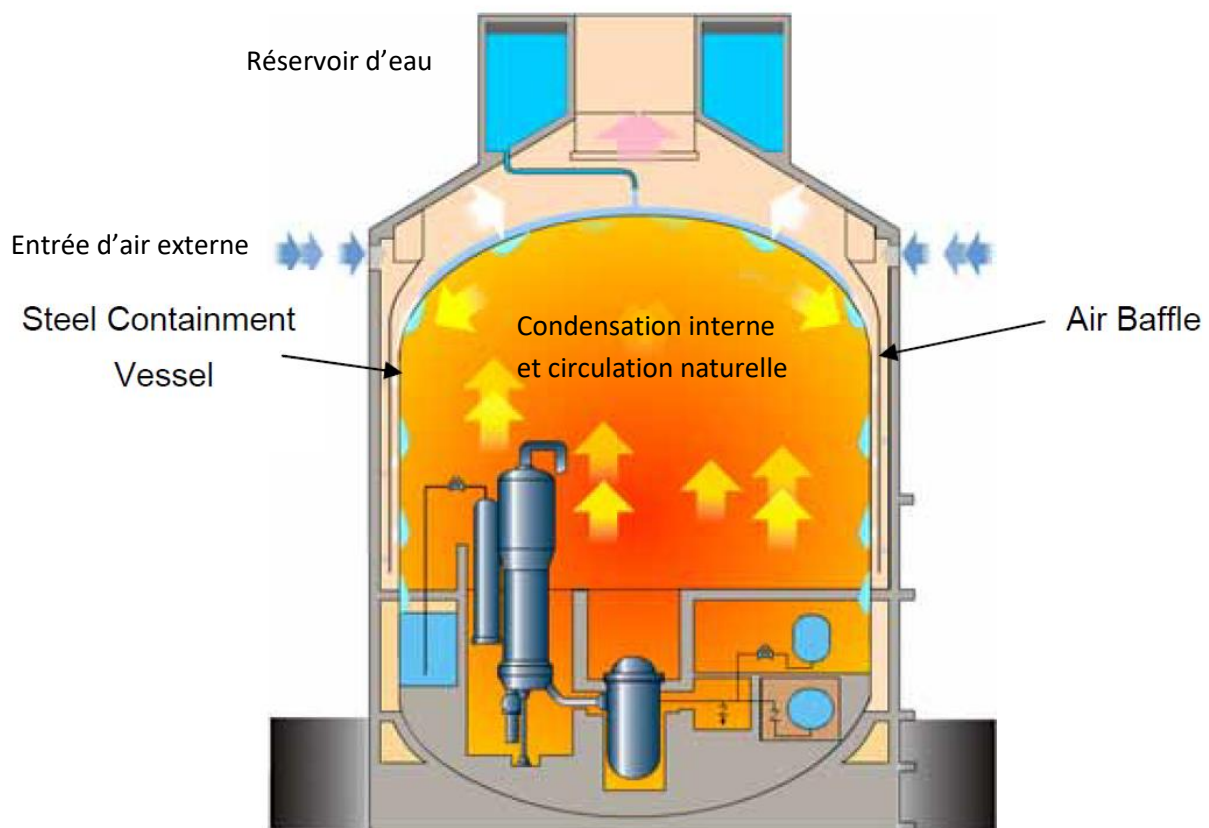


Figure 3 : confinement et système de refroidissement passif de l'AP600™

### Conclusion :

L'AP600™ se caractérise en particulier par la mise en œuvre d'un certain nombre de solutions « passives », et répond aux exigences du programme LWR, mais très vite Westinghouse reconnaît qu'il n'est pas compétitif dans le contexte américain. En conséquence Westinghouse s'est donc engagé dans le développement d'un réacteur de puissance supérieure, basé sur les mêmes principes afin de réduire les coûts au KW installé. Bien que présenté comme un modèle reposant sur des composants et des équipements déjà éprouvés, les pompes à rotor noyé et les vannes explosives présentent des risques technologiques non négligeables.

## AP1000™

Par rapport à l'AP600, l'AP1000™ diffère essentiellement par sa puissance -3400 MW thermique, 1117 MW électrique – les grandes options restant similaires, et les changements de taille minimisés pour optimiser les études et la certification.

Le design a été démarré en 2000, et la certification NRC obtenue en janvier 2006. Un amendement a été déposé en mai 2007 en particulier pour tenir compte des nouvelles règles sur les chutes d'avion, et la certification finale a été obtenue en décembre 2011.

Les diamètres de la cuve réacteur et de l'enceinte de confinement restent identiques à ceux de l'AP600™. L'augmentation de puissance résulte essentiellement de l'utilisation des marges.

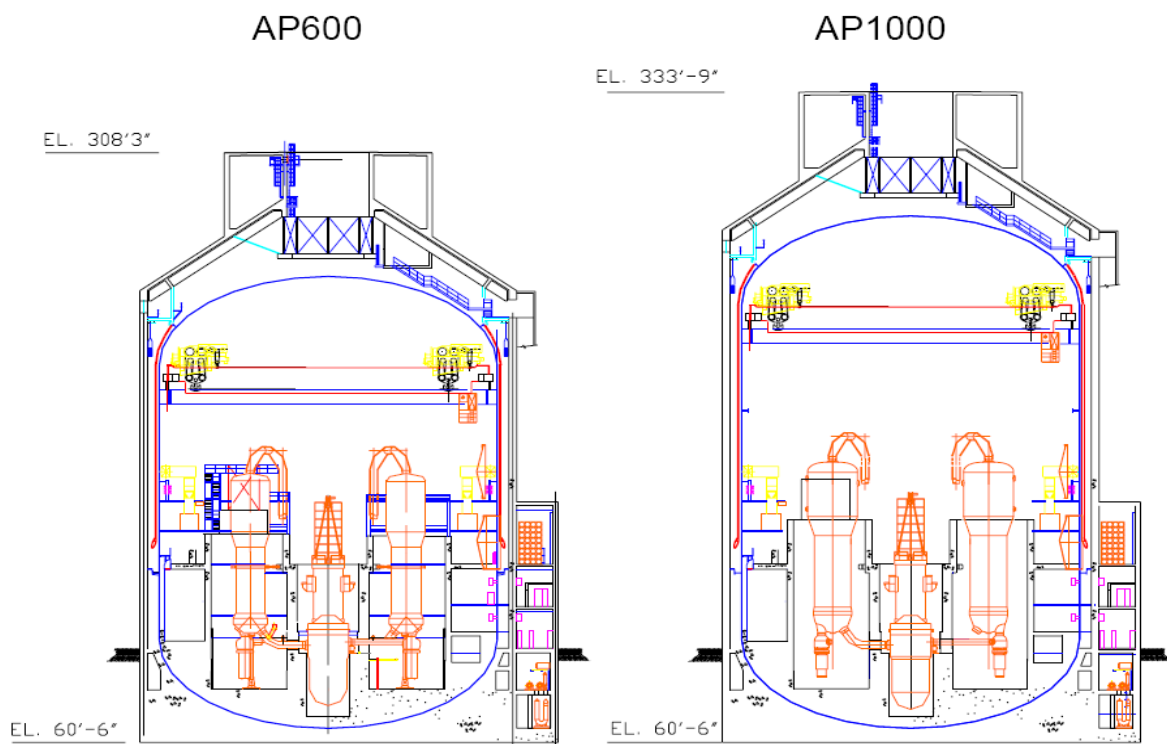


Figure 4 : comparaison entre les réacteurs l'AP600™ et AP1000™

La longueur active des combustibles passe de 12 à 14 pieds, la puissance linéique croît de 135 à 187 W/cm (+ 38%). Le diamètre de la cuve est conservé, mais la hauteur augmentée de 75 cm ; 12 combustibles supplémentaires sont prévus (157 au total), et le réflecteur lourd est remplacé par une structure mécano-soudée plus conventionnelle : il en résulte un plus fort rayonnement neutronique sur la cuve, qui pourrait remettre en cause la durée de vie de 60 ans. Par ailleurs l'augmentation des fuites neutroniques limite également la flexibilité en terme de gestions combustible. 8 piquages supplémentaires, pour les mécanismes de grappes, sur le couvercle de la cuve compliquent sa fabrication et le contrôle des soudures.

Les générateurs de vapeur ont un plus grand nombre de tubes, avec un pas et des épaisseurs de tube réduits, d'où fabrication plus délicate. La plaque tubulaire est la plus épaisse jamais construite. Enfin la boîte à eau présente une géométrie particulière (due à la présence des pompes primaires fixées directement sur celle-ci) qui complique sa fabrication. Les premières GVs des tranches chinoises de Sanmen et Haiyang ont été livrés avec un retard de 14 mois sur le planning initial.

L'augmentation de puissance des pompes primaires requière l'addition d'un deuxième volant d'inertie et d'un échangeur de chaleur externe. Il s'agit d'une première, un facteur 3,5 par rapport

aux plus grosses pompes à rotor noyé existantes. La qualification a duré deux ans de plus que prévu, et la durée de vie de 60 ans semble optimiste. Les premières pompes livrées sur le site de Sanmen ont dû être part deux fois retournées au Etats-Unis pour réparation et tests supplémentaires suite à des défauts de fabrication. Celles-ci ne devraient pas être disponibles avant la fin de l'été 2014, soit un retard de plus de deux ans sur le planning initial. Un autre type de pompe pourrait être proposé pour le marché européen, mais là aussi c'est une première.

L'enceinte de confinement en acier garde le même diamètre mais voit sa hauteur augmentée de 7,7 m, et la pression maxi en cas d'accident augmente de 31%. C'est une nuance d'acier sans expérience dans le nucléaire jusqu'à présent.

Le réservoir d'eau en partie haute du bâtiment passe de 2000 à 3000 m<sup>3</sup>, ce qui nécessite un renforcement des structures, et questionne sur la capacité sismique du bâtiment

La gestion des accidents graves repose sur une approche probabiliste (pas de défaillance de la cuve dans 95% des scénarios accidents graves envisagés) répondant aux critères de la NRC mais pas à ceux des autorités européennes basés sur une approche déterministe (ne serait pas accepté en Finlande par exemple).

Enfin pour répondre aux nouvelles règles de la NRC concernant les chutes d'avion, sans modifier l'arrangement général de la centrale, la structure classique en béton armé du bâtiment de protection est remplacé par une structure acier-composite de type sandwich (acier-béton-acier), ce qui constitue aussi une première pour la structure de protection du bâtiment réacteur. Cette modification n'est pas appliquée aux AP1000 en construction en Chine. Par ailleurs la conception des entrées d'air est également modifiée pour minimiser les risques d'entrée de kérosène dans l'enceinte en cas de chute d'avion, sans toutefois les exclure totalement. Cette dernière modification, prise en compte sur les AP1000 chinois, a pour effet de réduire l'efficacité du refroidissement passif par circulation d'air : le refroidissement par air seul ne devient possible qu'après 16 jours après l'arrêt du réacteur.

### *Conclusion*

L'AP1000™ peut être compris comme un produit très optimisé, mais dont l'optimisation a finalement été réalisée au dépend des marges de conception qui sont devenues très faibles, et laissent peu de possibilités de s'adapter à de nouvelles contraintes, telle qu'une nouvelle gestion du combustible, ou la prise en compte du retour d'expérience. Les systèmes passifs de l'AP1000™ pourront faire face pendant 72 h à une situation de type Fukushima, mais au-delà, il faut une intervention active. Le système de dépressurisation du circuit primaire nécessite de toute façon une alimentation électrique par des batteries) qui limitent son autonomie à 24 h au plus.

Les gros composants (générateurs de vapeur et pompes primaires) sont normalement prévus pour ne pas être remplacés sur les 60 ans de durée de vie prévue pour ce modèle :

- le sas matériel, n'est pas dimensionné pour l'introduction de GV de remplacement. Le remplacement des GV reste théoriquement possible mais nécessiterait de démonter les structures métalliques au centre du toit du bâtiment réacteur (la cheminée du système de refroidissement de l'enceinte), puis de découper le dôme de l'enceinte métallique pour y introduire les nouveaux GV et enfin de remonter tout cela. Considérant le fait que l'enceinte métallique est une structure classée sureté une telle opération sera nécessairement compliquée longue et coûteuse.

- Les pompes primaires peuvent être introduites par le sas matériel. Elles sont normalement prévues pour fonctionner 60 ans sans être remplacées, mais aujourd'hui en Chine plus personne n'y croit. Or le remplacement de ces composants pourrait s'avérer également très compliqué, tout d'abord parce que l'espace disponible sous les GV est très limité, d'autre part ces pompes étant installées sous les GV en position inversée (avec le moteur en bas) les produits d'activation vont progressivement se déposer sur cette partie de la pompe. En conséquence une intervention sur la pompe nécessitera la mise en place de protections biologiques et là encore dans un environnement très contraint.





Vue de l'environnement sous le GV là où les pompes seront fixées

## Comparaison avec l'EPR

Les deux réacteurs sont de génération III+ mais présentent des différences notables :

- Puissance : l'EPR a une puissance thermique de 4590 MW soit 35 % de plus que l'AP1000 et une puissance électrique environ 50% supérieure à celle de l'AP1000 grâce à un rendement plus élevé.
- Circuit primaire : 4 boucles pour l'EPR, 2 pour l'AP1000
- Réflecteur lourd protégeant la cuve pour l'EPR, absent sur l'AP1000,
- Systèmes de sureté actifs avec forte redondance pour l'EPR (4 trains indépendants) au lieu de deux trains passifs pour l'AP1000, dont la source électrique de sauvegarde est assurée par batteries (les diesels de secours ne sont pas de sûreté, et sont dans un bâtiment non antisismique)
- Protection contre les chutes d'avion par double confinement en béton renforcé pour l'EPR et prise en compte dès la conception, contre structure composite (acier-béton-acier) pour l'AP1000 validée par la NRC, mais dont la protection reste plus limitée. En particulier le risque d'entrée de kérosène enflammé par les entrées ou sorties d'air du système de refroidissement de l'enceinte ne peut être totalement exclu
- Récupérateur de corium pour l'EPR contre refroidissement extérieur de la cuve pour l'AP1000, solution validée par la NRC sur une approche probabiliste mais jugée insuffisante par certaines autorités européennes (notamment en Finlande) qui demandent une approche déterministe
- Explosion hydrogène : recombineurs passif auto-catalytiques pour l'EPR contre systèmes (64 au total) d'ignition (actif) alimenté par des batteries non-classées.

## Conclusion

L'AP1000 apparaît comme un réacteur au design très optimisé, avec une approche de sûreté basée essentiellement sur des systèmes passifs. Westinghouse appuie sa communication sur la simplicité et la maturité de son design, approuvé par la NRC. Une période de « grâce » de 72 h est rendue possible par ses systèmes passifs.

Cependant les marges de dimensionnement sont faibles, essentiellement car le design repose sur l'AP600, et l'extrapolation à 1000 a utilisé toutes les marges disponibles. De plus un certain nombre de risques techniques sont à noter : pompes à rotor noyé de dimensions exceptionnelles, dont la durée de vie reste à prouver, vannes explosives de grande dimension jamais réalisées à ce jour et dont l'application à des systèmes de sauvegarde pose questions (pas d'essais périodiques possible), enceinte composite d'un type non expérimenté dans le nucléaire, absence de récupérateur de corium et philosophie de rétention du corium en cuve difficile à valider pour ce niveau de puissance, efficacité des systèmes passifs difficile à démontrer, d'une part à cause de l'augmentation de puissance entre l'AP600 et l'AP1000 et d'autre part parce que certains de ces systèmes n'ont jamais, ni ne feront jamais l'objet de test en vraie grandeur et en situation réelle.

L'AP1000 est néanmoins un concurrent sérieux de l'EPR, notamment hors de l'Europe, où la certification par la NRC est une caution.

Sa promotion repose sur une communication efficace, mettant en avant ses avantages, en particulier sa compacité, et passant sous silence les risques. Le programme annoncé est ambitieux (4 réacteurs en Chine et 6 aux Etats-Unis), mais présente déjà du retard, puisque le premier réacteur de Sanmen était censé démarrer en fin 2013.