

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département du Génie Mécanique

Projet de Fin d'études

Pour l'obtention du diplôme

D'Ingénieur d'Etat en Génie Mécanique

Thème

*Comparaison technico-économique entre le cycle combiné et
les cycles nucléaires à neutrons thermiques dans le contexte
énergétique algérien*

Proposé et dirigé par:

Pr. M.A. AIT-ALI

Présenté par :

M. MEHENNI

Promotion : Juin 2010

REMERCIEMENTS

Je remercie DIEU le tout puissant, ma source de volonté, de mes efforts et de courage pour la réalisation de ce modeste travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à mon professeur Monsieur AIT ALI pour l'opportunité de travailler sur un sujet d'intérêt actuel important, pour ses conseils judicieux et son aide précieuse.

Je remercie également l'ensemble des membres de jury pour leur disponibilité à examiner et juger ce travail.

Je tiens à remercier Messieurs BOUAZOUNI et ZERROUK de SONELGAZ pour leur aide à réaliser ce travail.

Je tiens à remercier également Monsieur BENNOUR pour sa disponibilité, ses conseils et son aide.

En fin, je remercie ma famille, mes amis et mes camarades de l'ENPEI, l'ENP et l'EMP pour leur intérêt et leurs encouragements.

A ma mère

A mon père

A mon oncle

A ma sœur Souad

A mes frères et sœurs

A Sara

ملخص:

الهدف من هذه الدراسة هو القيام بتحليل تقني و اقتصادي لكل من الدورة المركبة غاز- بخار و الدورة الحرارية النووية و تحديد سعر الإنتاج للكيلوات الساعي لكل دورة. من اجل القيام بمقارنة بينهما و تحديد الفائدة الإنتاجية لكل دورة. و أخيرا اقترحنا إستراتيجية قائمة على النتائج المحصل عليها في هذه الدراسة لتوفير الحاجة المتزايدة للطاقة الكهربائية في الجزائر على المدى البعيد.

الكلمات المفتاحية: الدورة المركبة غاز- بخار، الدورة الحرارية النووية، المفاعل النووي ذو النيوترونات الحرارية، المفاعل النووي ذو الماء المضغوط، المفاعل النووي ذو الماء المبخر، تكاليف الإنتاج.

Abstract:

The goal of this study is to initiate a technical and economical analysis of the combined cycle and the thermonuclear power cycles (PWR, BWR and HTGR) in order to compare the kWh production coast of these plants. Capital coast, fuel coast and operating coast of kWh produced by the combined cycle plant have been based on fixed internal natural gas price. The same analysis has been applied to thermonuclear cycle plants based on three capital coast assumptions: low, medium rang and high. Based on three results, an investment strategy is proposed to meet expected long terms national electricity needs.

Keywords: kWh, production coast, combined cycle, thermonuclear cycle, thermal neutron reactor, BWR, PWR, HTGR.

Résumé :

Le but de cette étude est initier une analyse technique et économique du cycle combiné et de cycles thermonucléaires (PWR, BWR et HTGR) afin de comparer le cout de production du kWh de ces filières. Le coût du capital, le coût du combustible et le coût d'exploitation du kWh produit par la centrale à cycle combiné ont été basés sur un prix fixe interne du gaz naturel. La même analyse a été appliquée pour les centrales à cycle thermonucléaire basée sur trois scénarii : faible, moyen et fort. Suivant les résultats dans cette étude, une stratégie d'investissement est proposée pour satisfaire les besoins nationaux croissants en matière d'énergie électrique.

Mots clés : , coût du kWh, cycle combiné, cycle thermonucléaire, réacteur à neutrons thermiques, BWR, PWR, HTGR.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : PROBLEMATIQUE	3
1. Introduction	3
2. Aspects fondamentaux	3
2.1 Besoins du réseau électrique algérien à moyen et à long terme	3
2.2 La disponibilité de combustible	4
2.3 Le choix du site	4
2.4 La sécurité et la sureté	5
3. Paramètres techniques	5
3.1 La puissance de la centrale	5
3.2 Le type de centrale thermique	5
3.3 Le rendement	5
4 Les exigences de disponibilité de la centrale.....	5
5 Problématique	6
CHAPITRE II : ANALYSE DU CYCLE COMBINE	8
1. Description du cycle	8
2. Différents types de cycles combinés	8
3. Cycle à gaz (cycle de Brayton-Joule)	9
4. Cycle à eau-vapeur (cycle de Rankine-Hirn).....	11
5. Chaudières de récupération	12
5.1 Présentation générale	12
5.2 Chaudière à un niveau de pression	13
5.3 Chaudière à deux niveaux de pression	14
5.3.1 Arrangement en cascade ou série	14
5.3.2 Arrangement en parallèle	14
6. Association des deux cycles	14

7.	Calcul thermodynamique du cycle combiné	15
7.1	Description de la centrale à cycle combiné de Hadjret Ennouss (SKH)	15
7.2	Analyse du cycle à gaz	17
7.2.1	Calcul des conditions à la sortie du compresseur	17
7.2.2	Calcul de la combustion	18
7.2.3	Calcul des conditions à la sortie de la turbine à gaz	21
7.2.4	Calcul des grandeurs énergétiques du cycle à gaz	22
7.3	Analyse du cycle à vapeur avec récupérateur à trois niveaux de pression	23
7.3.1	Données du constructeur	23
7.3.2	Calcul des paramètres du générateur de vapeur	23
7.3.3	Calcul de la détente	24
7.3.4	Grandeurs énergétiques du cycle à vapeur	25
7.4	Calcul des performances du cycle combiné	27
7.4.1	Puissance nette du cycle combiné	27
7.4.2	Rendement du cycle combiné	28
7.4.3	Puissance électrique délivrée par la centrale	28
7.4.4	Résultats	29
8.	Calcul économique du cycle combiné	30
8.1	Introduction	30
8.2	Procédure de calcul	30
8.3	Résultats	31
9.	Conclusion	31
CHAPITRE III : ANALYSE DES CYCLES THERMONUCLEAIRES		35
1	Origine de l'énergie nucléaire	35
2	La réaction en chaîne	36
3	Thermalisation des neutrons	36
4	Analyse et comparaison techniques des réacteurs à neutrons thermiques	37

4.1	Réacteurs à eau pressurisée (PWR).....	37
4.1.1	Description générale	37
4.1.2	Cœur et combustible	38
4.1.3	Le circuit de refroidissement.....	42
4.1.4	Cuve des PWR	43
4.1.5	Générateurs de vapeur	44
4.1.6	Les circuits auxiliaires	45
4.1.7	Les circuits de sauvegarde	46
4.2	Réacteurs à eau bouillante (BWR).....	46
4.2.1	Description générale	46
4.2.2	Cœur et combustible	49
4.2.3	La cuve.....	51
4.2.4	L'enceinte de confinement des réacteurs à eau bouillante	51
4.2.5	Les circuits de sauvegarde	53
4.3	Réacteurs à gaz à haute température (HTGR)	54
4.3.1	Description générale	54
4.3.2	Cycle thermodynamique d'un réacteur HTGR	56
4.3.3	Cœur et combustible	57
4.3.4	Le circuit de refroidissement	57
5	Analyse économique des réacteurs à neutrons thermiques	58
5.1	Introduction	58
5.2	Surcoûts prévus d'une future installation nucléaire en Algérie	60
5.3	Coût de production du kWh	60
6	Conclusion	61
	CHAPITRE IV : CONCLUSION GENERALE	63
	REFERENCES	65
	ANNEXES	68

Liste des Figures :

Fig. II. 1 : Schéma simplifié d'un cycle combiné.....	8
Fig. II. 2 : Cycle de Brayton-Joule idéal sur un diagramme T, S.....	10
Fig. II. 3 : Cycle de Brayton-Joule intégrant un rendement isentropique.....	10
Fig. II. 4 : Cycle de Hirn sur un diagramme T, S.....	11
Fig. II. 5 : Chaudière verticale à un niveau de pression.....	13
Fig. II. 6 : Plan de process du cycle de la centrale de SKH.....	16
Fig. II. 7 : Schéma et diagramme T-S du cycle à gaz.....	17
Fig. II.8 : Evolution des pourcentages des différents coûts suivant la variation du prix du gaz naturel pour un cycle combiné.....	33
Fig. III.1 : la réaction de fission.....	35
Fig. III. 2 : Schéma général d'un réacteur à eau pressurisée (PWR).....	38
Fig. III. 3 : Assemblage 17×17 d'un réacteur à eau pressurisée (EDF).....	41
Fig. III. 4 : Cuve du réacteur EPR (Areva NP).....	44
Fig. III. 5 : Principaux circuits d'un réacteur à eau pressurisée.....	46
Fig. III. 7 : Réacteur à eau bouillante : cycle dual.....	47
Fig. III. 8 : Réacteur à eau bouillante : cycle direct (éjecteurs).....	48
Fig. III. 9 : Réacteur à eau bouillante : cycle direct (pompes de recirculation à rotor noyé)....	48
Fig. III.10 : Réacteur à eau bouillante : convection naturelle dans la cuve.....	48
Fig. III.11 : Arrangement des combustibles et barres de commande dans un cœur de réacteur à eau bouillante.....	51
Fig. III.12 : Cuve d'un réacteur BWR-6 (General Electric).....	52
Fig. III.13 : Systèmes de sauvegarde du SWR 1000 (Areva NP).....	53
Fig. III.14 : Principe de fonctionnement d'un réacteur à haute température à cycle indirect.....	55
Fig. III.15 : Cycle thermodynamique d'un réacteur de type GT-MHR.....	56

Fig. III.16 : Evolution des pourcentages des différents coûts suivant les trois scénarios pour un cycle thermonucléaire.....	62
--	----

Liste des Tableaux :

Tableau II. 1 : Données de la TAG.....	17
Tableau II. 2 : Données de l'analyse chromatographique du gaz naturel.....	19
Tableau II. 3 : Données du GVR et de la TAV.....	23
Tableau II. 4 : Calcul de paramètres thermodynamiques des pompes et des turbines.....	25
Tableau II. 5 : Résultats des calculs de cycle combiné (Exemple de la centrale de SKH).....	29
Tableau II. 6 : Résultats de calculs économique (Exemple de la centrale de SKH).....	31
Tableau II.7 : Evolution du coût de production et des pourcentages des différents coûts suivant le prix du gaz naturel.....	33
Tableau III. 1 : Caractéristiques des modérateurs des réacteurs thermiques.....	37
Tableau III. 2 : Performances des différents types de réacteur à eau pressurisée.....	40
Tableau III. 3 : Principales caractéristiques des réacteurs à eau pressurisée.....	42
Tableau III. 4 : Caractéristiques principales de différents réacteurs à eau bouillante.....	49
Tableau III. 5 : Caractéristiques de l'assemblage d'un réacteur à eau bouillante.....	51
Tableau III. 6 : Caractéristiques du cycle d'un réacteur HTGR à cycle direct.....	58
Tableau III. 7 : Types, puissances et coût de kW installé des réacteurs de la troisième génération.....	59
Tableau III. 8 : Résultats du calcul économique d'une centrale thermonucléaire de troisième génération.....	61

Nomenclature et abréviations :

BWR : réacteur à eau bouillante

D : dépense (USD, DA)

C_p : chaleur spécifique à pression constante (kJ/kmole K)

C : Consommation spécifique (MBTU/kWh)

f : rapport des débits combustible/ air de combustion

h : enthalpie (kJ/kg)

HTGR : Réacteur à gaz à haute température

k : nombre de moles d'air de refroidissement

\dot{m} : Débit (kg/s)

n : nombre d'années.

PCI : pouvoir calorifique inférieur (kJ/kg)

Q : Energie échangée (kJ/kg)

R : constante universelle des gaz parfaits (8.314 kJ/kmol K)

r : rapport des débits air de combustion /air de compression

S : entropie (kJ/kg.K)

SKH : SHARIKAT KAHRABAA Hadjret Ennouss (SKH)

T : température (K, °C)

TAG : turbine à gaz

TAV : turbine à vapeur

v : volume spécifique (m³/kg)

W : travail (kJ/kg)

X : titre du liquide saturé

Symbole grecs :

η : rendement

ε : efficacité

λ : coefficient stœchiométrique

τ : rapport de compression

μ : masse molaire (kg/kmole)

Indices :

a : air

CC : cycle combiné

e : entrée

g : relative au gaz

HP : haut pression

IP : moyenne pression

LP : basse pression

c : relative au compresseur

t : relative au turbine

i : isentropique

rej : rejet

rejl原因 : rejet limite

s : sortie

sat : saturation

1, 2, 3, 4 : points du cycle à gaz

INTRODUCTION GENERALE

L'électricité est la forme d'énergie la mieux adaptée au bien-être de la population et au développement économique de toute société parce qu'elle est fluide et physiquement accessible. A ce titre, il est vital pour un pays que l'accès à l'électricité soit assuré et que la continuité de sa fourniture soit garantie. Une adéquation entre les capacités de production, de transport et de distribution disponibles à moyen et long terme, d'une part, et l'évolution de la demande future d'électricité et la bonne stratégie d'investissement, d'autre part, est indispensable pour y parvenir.

Il y a peu en commun entre un barrage hydraulique de montagne, une turbine à gaz installée aux abords des villes et une centrale nucléaire localisée en bord de mer. Pourtant, toutes ces centrales sont appelées à interconnectées dans le réseau de production d'électricité et doivent faire l'objet, dans cette optique, d'une optimisation technico-économique. Optimisation complexe, elle met en jeu toute une gamme de décisions qui, partant du très long terme avec le choix des filières, va jusqu'au très court terme avec la marche des centrales. Cette imbrication des décisions n'est sans doute pas propre à l'énergie électrique, mais elle prend, dans le cas de l'électricité, une singulière importance.

Les ressources non renouvelables prennent le premier rang en termes de production d'énergie (la part du pétrole étant de 40 %, du gaz de 24 %, du charbon 25 %, de l'électricité nucléaire 8 %). A rythme d'exploitation inchangé et dans les conditions techniques et économiques d'aujourd'hui, les réserves prouvées de pétrole correspondent à une quarantaine d'années de production, à plus d'une soixantaine pour le gaz naturel, à plus de deux siècles pour le charbon, et de 60 à 120 ans (suivant les hypothèses de prix d'extraction) pour l'uranium [17].

A cause du coût croissant de l'énergie fossile, la récupération de l'énergie dans les centrales de production d'électricité devient le but de la recherche ces dernières années pour trouver des procédés de production les plus rentables. Ainsi la gestion de l'énergie se présente-t-elle comme un problème d'optimisation technico-économique qui se pose à différents niveaux :

- ❖ Dans le choix de l'équipement qui permettra d'assurer une même fonction globale de la façon la moins coûteuse.
- ❖ Dans le mode d'exploitation le plus judicieux de cet équipement, souvent indissociable de son choix.

- ❖ Dans le meilleur compromis performance-prix attaché à chaque appareil participant à la fonction.
- ❖ Enfin, dans le contrôle instantané du fonctionnement de l'ensemble pour le maintenir en permanence au plus près de ses conditions optimales.

Les avantages atteints actuellement par les cycles combinés dans le domaine de la conversion de l'énergie fossile en électricité sont le résultat de plusieurs décennies de développement sous l'influence des crises d'énergie, les problèmes de pollution et les progrès technologiques. Le concept d'intégration énergétique se généralise ainsi pour devenir un nouveau paradigme de l'industrie énergétique.

Parmi les éléments marquants relatifs à la production d'électricité, il convient bien sûr de mentionner les inquiétudes du public relatives au nucléaire qui, à la suite des accidents de Three Miles Island aux États-Unis (1979) et de Tchernobyl en Ukraine (1986), a conduit à un ralentissement et, dans certains pays, à un arrêt total des constructions de centrales nucléaires. Les efforts communs de la recherche scientifique, de l'industrie et des gouvernements ont réalisé le progrès substantiel en s'assurant que l'énergie nucléaire civile peut être employée sans risque significatif à la santé humaine et à l'environnement [12]. Dans ce domaine la France occupe une place à part avec 75 % à 80 % de la production d'électricité d'origine nucléaire contre 22 % aux États-Unis et 35 % au Japon [17].

Dans cette étude, et dans le premier chapitre on va poser la problématique et les principaux critères de choix d'une filière de production d'électricité. Et dans le deuxième chapitre on aborde l'étude technico-économique de la nouvelle centrale à cycle combiné (1227 MW) de SKH. Dans le troisième chapitre on analysera les implications du choix de l'option nucléaire dans le contexte algérien, qui ne maîtrise pas cette technologie et qui sera donc amené bon gré mal gré à l'importer et à en subir toutes les contraintes, y compris géopolitiques, que pourrait imposer les puissances nucléaires à travers l'AIEA. On terminera cette étude par une analyse des résultats obtenus afin de pouvoir déterminer les rentabilités comparables des deux options étudiées.

CHAPITRE I : PROBLEMATIQUE

1. Introduction :

Dans la mesure où la production d'électricité est devenue en Algérie une activité ouverte à la concurrence, la décision de construction des nouvelles centrales requiert, en tout premier lieu, une très bonne analyse portant essentiellement sur quatre aspects fondamentaux. Le choix des paramètres techniques n'intervient qu'en second lieu.

2. Aspects fondamentaux

2.1 Besoins du réseau électrique à moyen et à long terme

La croissance de la consommation de l'électricité en Algérie a atteint son niveau le plus élevé dans les années soixante-dix, avec un taux de croissance annuelle moyen de 13 %. Durant la dernière décennie, cette croissance a été pratiquement stable autour d'un taux annuel moyen de 5,6 % [7].

La puissance totale installée sur le réseau interconnecté national existante à fin 2007 était de 6 876 MW, dont 2 435 MW (35%) en turbines à vapeur (TV), 3 386 MW (50%) en turbines à gaz (TG), 825 MW (12%) en cycle combiné (CC) et 230 MW (3%) en hydraulique (TH) [7].

Cette capacité est répartie entre Sonelgaz Production Electricité (SPE), qui détient 76 % du parc de production, et les trois autres producteurs : Sharikat Kahrabaa Skikda (SKS), Sharikat Kahrabaa wa Maa d'Arzew (KAHRAMA) et Sharikat Kahrbaa de Berrouaghia (SKB) qui se partagent le solde de 24 % [7].

Dans les deux dernières années, sept centrales ont été mises en marche dont 1 850 MW en turbines à gaz (Relizane, Arbàa, Alger, M'sila, Annaba et Batna) et 1 220 MW en cycle combiné à Hadjret Ennouss wilaya de Tipaza, et dans cette même période une capacité de 350 MW a été déclassée.

La Commission de Régulation d'Electricité et de Gaz (CREG) prévoit, d'après des études faites en 2008, que les puissances maximales appelées en 2017 pour un scénario moyen et un scénario fort sont respectivement 12 410 MW et 14 350 MW, dont la puissance additionnelle à celle déjà en cours de construction et dont la mise en service est attendue sur la période 2008-2012 (5 600 MW), s'élève de 4 000 à 6 000 MW sur la période 2013-2017, par conséquent de 800 à 1 200 MW/an [7].

La connaissance de l'évolution des besoins à moyen et à long terme permet de fixer l'objectif de la centrale dans le diagramme des besoins au début de sa carrière, pendant et à la fin de sa carrière. Ainsi, il est possible de fixer le nombre d'heures de services attendu de cette installation durant sa vie active.

2.2 La disponibilité de combustible

Lorsque un pays dispose de ressources énergétiques, il impérativement rentable d'utiliser le combustible national pour alimenter les centrales électriques [8].

En Algérie, le prix de gaz naturel est moins cher vue sa disponibilité (2.4% des réserves mondiales prouvées avec un total de $4.5 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$ [10]) et sa place relative dans l'économie nationale. Par contre l'Algérie ne possède que 0.6% des ressources mondiales en uranium naturel estimées récupérables à un coût d'extraction inférieur à 130 USD/kg avec un total de $1978.02 \cdot 10^6 \text{ kg}$ [11].

Le programme de développement à moyen terme du parc proposé par la CREG a été déterminé sur la base d'une stratégie privilégiant l'utilisation du gaz naturel comme combustible principal, en cohérence avec les orientations de la politique énergétique national qui prévoient l'introduction des énergies solaire et éolienne, de la cogénération et du nucléaire sur le long terme au-delà de 2017 [7].

2.3 Le choix du site

Plusieurs critères interviennent dans le choix du site qui abritera la future centrale :

- La présence ou non de ressources énergétiques propres au pays
- La concentration d'unités industrielles et de zones urbaines importantes
- La source de refroidissement

Dans le choix du site de toute centrale électrique thermique y compris des centrales nucléaires, on doit tenir compte de la présence et de la facilité d'emploi d'une source de refroidissement, cette condition est surtout importante pour des centrales à condensation. Par comparaison aux turbines fonctionnant en vapeur surchauffée et à plus forte raison, aux turbines alimentées sous une pression élevée et très élevée, les turbines à vapeur saturée, qui sont généralement utilisées dans les centrales nucléaires exigent un débit considérablement plus grand d'eau de réfrigération. Pour cette raison, la présence d'une eau de réfrigération disponible constitue parfois la condition principale déterminant le choix du site pour la

construction d'une centrale de type nucléaire ou à cycle combiné. Dans les pays arides comme l'Algérie, le seul choix qui pourrait s'imposer d'emblée est sa côte méditerranéenne ; mais cette région est plus que surpeuplée (plus de 250 h/km²) et de forte sismicité ; par ailleurs, la solution qui consisterait en tours de refroidissement sèches dans la région des hauts plateaux ou dans les confins du Sahara, grèverait d'avantage le coût de revient.

2.4 La sécurité et la sureté

Ce point concerne plus précisément les centrales nucléaires ; on doit prendre en considération le danger potentiel que les centrales nucléaires présentent pour les travailleurs et les populations vivant à proximité de ces centrales particulièrement dans les régions à forte sismicité ; l'Algérie connaît des tremblements de terre majeurs en moyenne tous dix-quinze ans. En ce qui concerne le plan d'ensemble d'une centrale nucléaire, des considérations de sureté déterminent tout d'abord le choix de site.

Si les aspects fondamentaux de choix d'une centrale étant arrêtés (plan de charge, combustible, site et sécurité), il reste à fixer de nombreuses caractéristiques techniques.

3. Paramètres techniques

Deux critères essentiels interviennent dans le choix de chaque paramètre technique lors des études de planification d'une centrale thermique :

- Le coût du kilowattheure produit
- La maîtrise technique de la filière

3.1 La puissance de la centrale

Dépend, en premier lieu, de la demande du réseau mais peut également dépendre éventuellement de la proximité des ressources d'énergie fossile que recevra la centrale.

3.2 Le type de centrale thermique

Centrale à cycle vapeur, centrale de turbines à gaz, centrale à cycle combiné ou centrale nucléaire.

3.3 Le rendement

Qui conditionne, d'une part, la hauteur de l'investissement et d'autre part, les frais d'approvisionnement du combustible.

3.4 Les exigences de disponibilité de la centrale

4. Problématique

La planification d'un parc de production sur le long terme ne tient pas en considération que le coût et la disponibilité du combustible ; pour les pays importateurs de technologie et d'équipements, le coût total de la centrale est plus élevé car les équipements et leur installation sont réalisés avec un surcoût du à l'éloignement et à l'utilisation de personnels expatriés. Donc pour une bonne stratégie énergétique sur le long terme, il faut faire le choix du parc de production sur la base d'une étude technico-économique de chaque filière de production.

L'amélioration de la rentabilité des systèmes et le concept de développement durable, lié à la protection de l'environnement, ont nécessité au cours de ces dernières années, des recherches de solutions de plus en plus économes en matière de consommation énergétique, donc des centrales à rendement élevé.

Les solutions alternatives à examiner dans le cadre de notre étude sont la centrale à cycle combiné gaz-vapeur et les centrales thermonucléaires. Quelle est la meilleure stratégie d'investissement face à l'évolution de la demande (taux de croissance annuel prévu entre 7,8 et 9,1% pour la période 2008-2017 [7]) ? Comment valoriser au mieux nos réserves limitées en gaz naturel et en uranium ?

Les avantages atteints actuellement par les cycles combinés dans le domaine de la conversion d'énergie fossile en électricité sont les résultats de plusieurs décennies de développement sous l'influence des crises d'énergie, les problèmes de pollution et les progrès technologiques. Les installations à cycles combinés modernes utilisent le gaz naturel comme combustible principal, qui reste toujours une solution fiable grâce à la consommation faible par kWh et le rendement élevé qui atteint les 60%. Ce gain en rendement est considérable sur le plan de l'environnement, bien évidemment, cette amélioration du rendement contribue à la minimisation de la production de CO₂ et le gaz à effet de serre. Pour cette raison, le gaz naturel reste généralement non opposé par les environnementalistes.

Les réacteurs nucléaires fonctionnant actuellement dans le monde sont du type Génération-II. Les conceptions de ces réacteurs ont été développées et construites dans les années soixante et soixante-dix et depuis leur mise en marche ont montré des grandes possibilités de sécurité et de commande. Il y a actuellement 439 réacteurs fonctionnant dans le monde entier, d'une capacité installée totale de 372 002 MW [13]. Ils produisent 2 658 milliards de kWh d'électricité par an, ce qui représente 16% de toute la demande mondiale en

électricité [13]. En outre, il y a 349 nouveaux réacteurs, en construction, prévus ou proposés. Les 33 réacteurs nucléaires actuellement en construction ont une capacité totale de 26 838 MW et les 94 réacteurs prévus pour avoir une capacité totale de 101 595 MW. Les 222 réacteurs additionnels proposés auront une capacité totale de 193 095 MW. Ces réacteurs augmenteraient la production mondiale totale d'électricité des centrales nucléaires de 321 528 MW additionnels (86,4%). Cette addition représente 6% de la production d'électricité actuelle. L'énergie nucléaire est prévue de fournir 20% de la production mondiale d'électricité à l'horizon 2030 [13-16].

La filière des réacteurs à eau légère (PWR et BWR) est actuellement la plus répandue dans le monde. Ces réacteurs produisent environ 88% de l'électricité mondiale d'origine nucléaire [23].

Des centrales thermonucléaires de types PWR et BWR de la dernière génération (III et III⁺) sont actuellement en construction en Chine, en Corée du Sud, en France, en Finlande, au Japon, en Russie et dans d'autres pays [21]. Les conceptions de ces centrales sont considérablement simplifiées, équipées de nombreux systèmes de sécurité et ont une importante durée de vie opérationnelle. Les réacteurs de ces centrales sont capables de fissionner une plus grande partie du combustible et recycler le combustible utilisé pour le réutiliser. Cet avancement technologique raccourcit la durée de construction et baisse par conséquent, le coût d'investissement et d'exploitation.

Dans le but d'orienter la stratégie de développement du parc national de production d'électricité vers le meilleur choix de centrales thermiques à moyen et à long terme, on analysera les deux cycles thermiques combiné et thermonucléaire ; on procédera à cet effet à une étude de chaque cycle d'une installation de 1 200 MW qui tiendra en compte tous les paramètres techniques et économiques nécessaires à la comparaison entre les deux cycles. La stratégie de développement à proposer sera déterminée selon les trois volets: technique, économique et sécuritaire.

CHAPITRE II : ANALYSE DU CYCLE COMBINÉ

1. Description du cycle

Comme son nom l'indique, l'installation à cycle combiné (**Fig. II.1**) réalise la combinaison de deux cycles thermodynamiques : elle associe le fonctionnement d'une turbine à gaz (TAG) (cycle de Brayton-Joule ouvert) à celui d'un générateur de vapeur récupérateur (GVR) et d'une turbine à vapeur (TAV) (cycle de Rankine-Hirn). Il est identifié que 65 à 70 % de l'énergie thermique apportée dans des machines fonctionnant suivant le cycle de Brayton-Joule sont rejetés à l'échappement, d'où l'idée d'exploiter ce potentiel [1].

Le cycle eau-vapeur qui récupère l'énergie peut avoir différentes finalités :

- production d'électricité unique
- production de vapeur pour un réseau de chauffage urbain ou à des fins industrielles
- production conjointe de vapeur et d'électricité : cogénération.

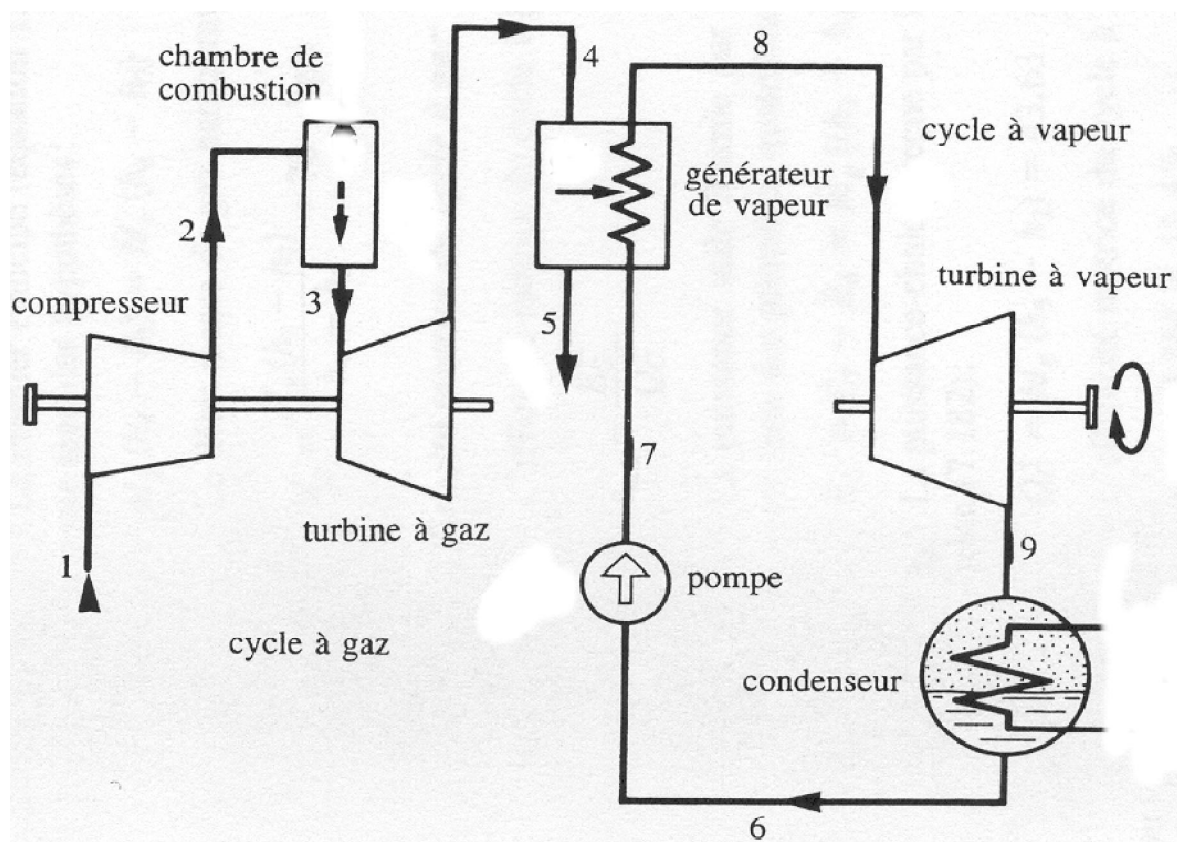


Fig. II.1 : Schéma simplifié d'un cycle combiné [28].

2. Différents types de cycles combinés

On distingue principalement deux types de cycles combinés :

- ❖ Les cycles combinés à fort excès d'air dits encore de récupération pure ou sans feu, qui fonctionnent uniquement par récupération de la chaleur sensible des gaz d'échappement.
- ❖ Les cycles combinés à faible excès d'air, qui utilisent l'oxygène restant dans les gaz d'échappement en brûlant un complément très important du combustible dans un générateur de vapeur qui est dans ce cas appelé « chaudière de récupération ».

On peut citer à part, les cycles de récupération, appelés toujours à fort excès d'air, mais avec feu partiel ou additionnel qui exploitent, dans la limite permise par la technologie des chaudières de récupération pure, la possibilité d'y effectuer une postcombustion d'une puissance limitée.

Dans les cycles à fort excès d'air, le générateur de vapeur récupérateur est simple, sans foyer et constitué seulement d'échangeurs à convection.

Dans les cycles à fort excès d'air avec feu additionnel, le GVR, dont la technologie accepte des gaz de combustion dont la température peut atteindre 760°C, est muni d'un brûleur, qui permet aux gaz d'atteindre cette température limite et d'augmenter ainsi d'une façon significative la production de vapeur [2].

Dans le cas des cycles à faible excès d'air le GVR est carrément une chaudière classique permettant la production d'une vapeur à hautes caractéristiques.

Les cycles combinés à fort excès d'air, sans feu, à un seul et à deux niveaux de pression, sont économiquement (rendement et investissement) très intéressants, et demandent une quantité d'eau de refroidissement moitié de celle nécessaire à une centrale conventionnelle. Cet avantage joint à un délai de réalisation plus court [2].

3. Cycle à gaz (cycle de Brayton-Joule)

Les turbines à gaz (TAG) ont fait l'objet des progrès très importants, issus de perfectionnements sur les matériaux qui ont permis d'augmenter le taux de compression, la température de combustion, la température d'admission au rotor turbine (TRIT) , d'où des gains de performances importants.

Actuellement les turbines Heavy-Duty, ou dites industrielles, représentent la grosse majorité des turbines à gaz employées pour des installations de cycle combiné. Ces machines peuvent délivrer des puissances électriques de l'ordre de 250 MW par module, et le rendement est

compris entre 28 à 35 %, pour les machines de puissance électrique inférieure à 100 MW alors que, au-delà de 100 MW, il atteint 35 à 39 % [3].

Les compresseurs qui équipent les turbines à gaz sont du type axial ou centrifuge ; ils compriment l'air ambiant à une pression comprise dans les machines modernes entre 10 et 30 bars environ [3].

Le principe de fonctionnement des turbines à gaz est représenté en figure (**Fig. II.2**) par le cycle thermodynamique de Brayton-Joule où l'air ambiant constitue le fluide qui va subir les transformations thermodynamiques. Il est aspiré puis comprimé dans un compresseur (étape 1-2). Les machines actuelles permettent d'atteindre des taux de compression de l'ordre de 15. En première approche, cette compression est assimilée à une transformation isentropique. Puis, le combustible est injecté avec l'air comprimé dans les chambres de combustion. La combustion (isobare) permet au mélange d'atteindre une température de l'ordre de 1 300°C (étape 2-3) [1]. Le mélange chaud ou gaz de combustion est ensuite détendu dans une turbine (étape 3-4) suivant une transformation isentropique. Pour une machine fonctionnant en cycle ouvert, le refroidissement des fumées (étape 4-1) n'existe pas. Elles sont rejetées en 4 et l'air frais est admis en 1.

Le cycle présenté en figure **II. 2** constitue une représentation idéale des échanges, notamment lors des étapes 1-2 et 3-4 où les transformations sont isentropiques. Dans la réalité, ces étapes de compression de l'air (1-2) et de détente des gaz chauds (3-4) s'accompagnent d'une production d'entropie comme le représente la figure **II. 3**.

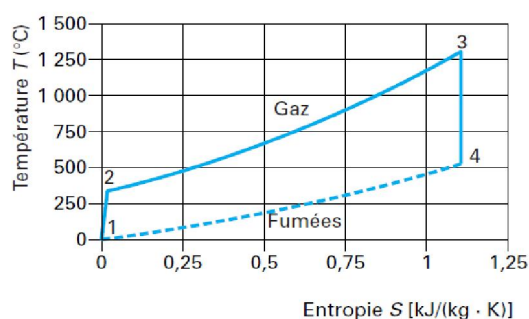


Fig. II. 2 : Cycle de Brayton-Joule idéal sur un diagramme T, S

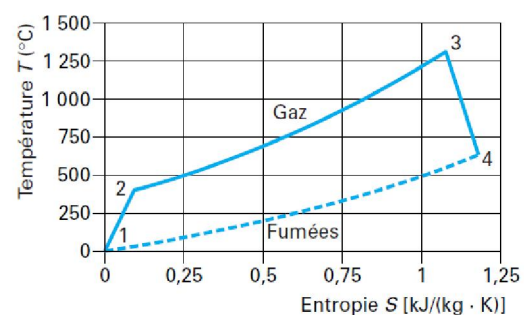


Fig. II. 3 : Cycle de Brayton-Joule intégrant un rendement isentropique

Le cycle de Joule représente le cycle de base du fonctionnement d'une turbine à gaz, mais dans le milieu industriel, et dans le but d'augmenter le rendement du cycle ou la puissance produite, on trouve d'autres dispositifs comme par exemple :

- ❖ Le cycle de Joule avec récupérateur (cycle de Brayton)
- ❖ Le cycle de Joule avec intercooler
- ❖ Le cycle de Joule avec détente fractionnée

4. Cycle à eau-vapeur (cycle de Rankine-Hirn)

Les turbines à vapeur (TAV) employées dans les installations à cycle combiné ne sont pas différentes de celles qui équipent les autres installations de production d'énergie. Elles sont adaptées au niveau de puissance requis pour l'installation, mais leur technologie reste identique. Dans la pratique, le rapport du travail fourni par la turbine à gaz à celui délivré par la turbine à vapeur varie généralement de 1.5 jusqu'à 3.5.

Le cycle de Hirn ou de Rankine caractérise les transformations thermodynamiques du cycle eau-vapeur d'une centrale thermique.

Le cycle de Rankine ne considère que deux transformations isothermes et deux transformations isentropiques tandis que celui de Hirn intègre une phase de surchauffe de la vapeur à l'issue de la vaporisation. Dans les centrales à vapeur, le cycle est réalisé avec plusieurs régénérations (de deux à cinq) pour augmenter le rendement, au détriment de la puissance. Dans les cycles combinés qui ont déjà un rendement élevé, le cycle à vapeur est réalisé sans régénération pour conserver la puissance.

La figure II. 4 montre une représentation des différentes transformations du cycle de Hirn.

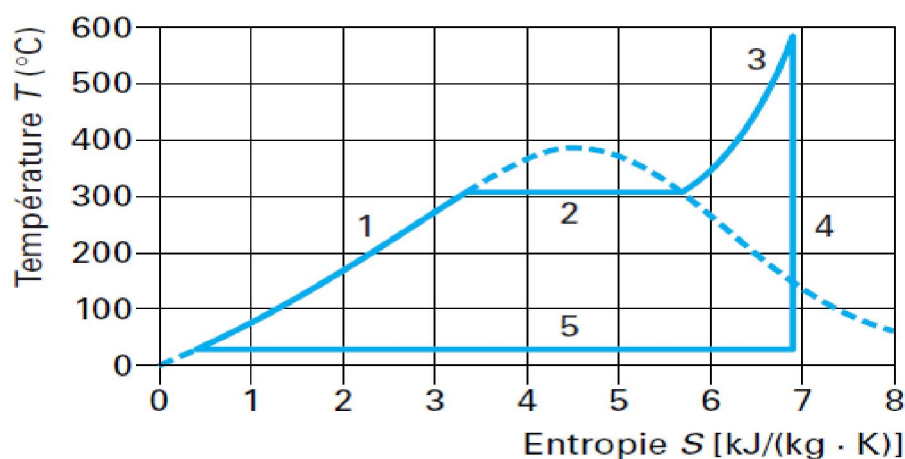


Fig. II. 4 : Cycle de Hirn sur un diagramme T, S

Les transformations 1, 2 et 3 (**Fig. II. 4**) caractérisent l'échange avec la source chaude, tandis que la transformation 5 (**Fig. II. 4**) correspond à la condensation de la vapeur par la source froide.

En détail, les transformations thermodynamiques correspondent à :

- ❖ étape 1 : échauffement de l'eau dans le ou les économiseur(s)
- ❖ étape 2 : évaporation dans l'évaporateur au niveau de pression considéré
- ❖ étape 3 : surchauffe de la vapeur dans le ou les surchauffeurs
- ❖ étape 4 : détente de la vapeur dans la turbine à vapeur
- ❖ étape 5 : condensation de la vapeur dans le condenseur

5. Chaudières de récupération

La chaudière de récupération ou générateur récupérateur de vapeur (GVR) est l'élément du cycle combiné qui fait le lien entre le cycle à gaz et le cycle eau-vapeur. L'amélioration des performances des cycles combinés est certes liée aux progrès technologiques des turbines à gaz et des turbines à vapeur, mais aussi aux développements des chaudières (augmentation de l'énergie récupérée dans les gaz d'échappement des turbines à gaz, positionnement des échangeurs de chaleur plus complexe, tenue des matériaux...).

5.1 Présentation générale :

Les chaudières de récupération sont un assemblage d'échangeurs dont le nombre et l'arrangement dépendent de la puissance à transmettre. Indépendamment de la configuration de la chaudière, on distingue deux catégories en fonction de l'arrangement des échangeurs qui est soit **vertical**, soit **horizontal**. Une autre différenciation est possible selon que la circulation est **assistée, forcée** ou **naturelle**.

Une chaudière est constituée d'une cheminée dans laquelle sont placés perpendiculairement les différents faisceaux d'échangeurs. Elle peut comporter un ou plusieurs modules à différents niveaux de pression, comprenant typiquement : un économiseur, un évaporateur associé à un ballon et un surchauffeur.

La différence de température entre les gaz d'échappement, et le liquide saturée à l'entrée de l'évaporateur est appelée **Pincement**. Ce pincement doit être le plus faible possible d'un point de vue énergétique. Toutefois l'expérience a montré qu'au-delà de certaines limites, les surface d'échange devient très importantes et les gains thermodynamiques n'arrivent plus à compenser l'investissement en surface d'échange supplémentaire.

Le choix du nombre de niveaux de pression dépend à la fois de la température de sortie des gaz de la turbine, et de la température finale de rejet de ces gaz ; celle-ci doit être la plus basse possible de façon à récupérer un maximum de puissance, compte tenu des risques de corrosion dans l'échangeur final. Le rendement du cycle à vapeur que l'on souhaite élevé exige des niveaux de pression élevés, compte tenu du risque de pincement à l'entrée de l'évaporateur. La réalisation de deux ou trois niveaux de pression permet d'aboutir à un meilleur compromis de puissance récupérée et de rendement. Une telle réalisation est évidemment plus coûteuse en capital.

Le nombre des niveaux de pression est relativement aisé à deviner sur une installation ; il suffit de compter le nombre de ballons dont dispose la chaudière. Les flux massiques et thermiques des fumées guident cette option. Les dénominations usuelles sont :

- ❖ chaudière à un niveau de pression
- ❖ chaudière à deux niveaux de pression
- ❖ chaudière à trois niveaux de pression
- ❖ chaudière avec ou sans resurchauffe, avec ou sans postcombustion.

5.2 Chaudière à un niveau de pression

Dans une chaudière de récupération (**Fig. II. 5**), les gaz d'échappement d'une turbine à gaz rencontrent successivement :

Un **surchauffeur** : la vapeur provenant du ballon à l'état saturé est surchauffée.

Un **évaporateur** : l'eau provenant de l'économiseur (à l'état liquide sous-saturé) passe à l'état saturé. Le mélange diphasique est admis dans le ballon où se fait la séparation liquide/vapeur provenant de l'évaporateur. La partie liquide circule à nouveau dans l'évaporateur naturellement (thermosiphon) ou de manière assistée (pompe de circulation) jusqu'à la vaporisation.

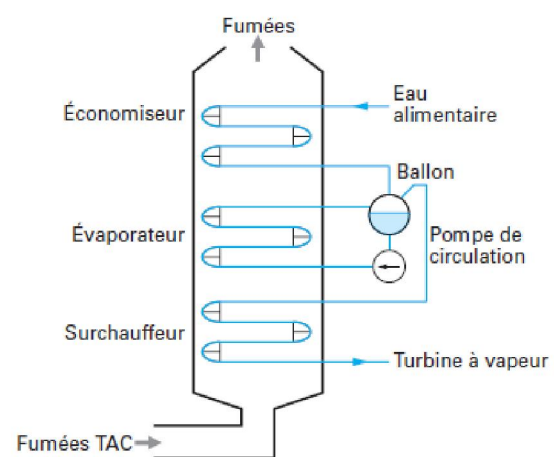


Fig. II. 5 : Chaudière verticale à un niveau de pression

Le cycle à un niveau de pression est le plus simple des cycles eau-vapeur dans les chaudières de récupération des centrales à cycle combiné. Dans ce type de cycle, la

température des fumées rejetées à l'atmosphère au niveau de la cheminée reste élevée, de l'ordre de 150 à 180°C. Les avantages des cycles à simple pression sont leur grande simplicité et leur coût minimal. Cependant, pour augmenter les rendements des cycles combinés en épuisant davantage les gaz d'échappement des turbines à gaz, la plupart des installations utilisent des chaudières à multiples pressions.

5.3 Chaudière à deux niveaux de pression

Des améliorations de rendement sont possibles en adoptant un cycle eau-vapeur à deux niveaux de pression. Les deux niveaux de pression étant en fait la juxtaposition de deux séries d'échangeurs.

Une chaudière de récupération à deux niveaux de pression présente des performances supérieures à celles d'une chaudière à un seul niveau de pression. Cet avantage est lié à l'utilisation maximale des gaz d'échappement de la turbine à gaz. Comparée au niveau simple pression, la température des fumées à la cheminée diminue de 50°C environ.

5.3.1 Arrangement en cascade ou série

Dans les chaudières à deux niveaux de pression en cascade le ballon séparateur BP fait la liaison entre les deux niveaux de pression. Ainsi, la température d'entrée dans l'économiseur HP est égale à la température de saturation de l'eau dans le ballon BP. L'arrangement en cascade est moins utilisé en raison des risques de corrosion du circuit HP par la présence de fortes concentrations en sels dans le ballon BP. En effet, la coexistence de l'eau et de la vapeur conduit à un partage des espèces chimiques de l'eau dans le ballon, qui peut provoquer une accumulation de boues malgré la purge continue en fonctionnement normal. Les circuits HP et BP n'étant pas séparés, les risques de pollution peuvent se répercuter d'un circuit vers l'autre.

5.3.2 Arrangement en parallèle

Dans les chaudières à deux niveaux de pression en arrangement parallèle l'économiseur HP est fractionné en deux parties ou parfois plus. Ces parties sont installées en parallèle des éléments du générateur BP. L'arrangement en parallèle évite la propagation de problèmes corrosifs dans l'économiseur HP lié au circuit BP. Néanmoins, l'optimisation et la conception d'une chaudière en parallèle sont plus compliquées.

6. Association des deux cycles

Les fumées en sortie de la TAG sont très énergétiques et constituent de ce fait la source chaude d'un cycle eau-vapeur associé. La température et le débit des fumées dépendent du type de la TAG. Il est courant de disposer de fumées dont la température est comprise entre 550 et 600°C [1].

La représentation simultanée du cycle de Brayton-Joule et de Rankine-Hirn sur un diagramme T-S présente une difficulté liée à l'irréversibilité des échanges thermiques dans les échangeurs de la chaudière de récupération.

En effet, pour un échangeur l'énergie échangée est : $dQ = Tds$

Du côté des fumées : $dQ_{\text{fumées}} = T_{\text{moyfumées}} ds_{\text{fumées}}$

Du côté eau/vapeur : $dQ_{\text{eau/vapeur}} = T_{\text{moyeau/vapeur}} ds_{\text{eau/vapeur}}$

L'énergie cédée par les fumées est égale à celle absorbée par l'eau/vapeur. Comme $T_{\text{moyfumées}} > T_{\text{moyeau/vapeur}}$ cela implique :

$$ds_{\text{eau/vapeur}} > ds_{\text{fumées}}$$

Cela explique pourquoi, sur un diagramme T-S, il n'est pas possible de superposer rigoureusement les deux cycles sur le même domaine entropique. Il s'agit en fait de deux fluides différents auxquels s'applique séparément le second principe.

7. Calcul thermodynamique du cycle combiné

Pour le calcul thermodynamique et économique du cycle combiné on a choisi la centrale de SKH. Cette centrale représente un bon exemple de l'actualité en termes de performances et technologie atteintes par les centrales à cycle combiné. Une raison en plus, cette centrale a une puissance de plus de 1 200 MW, ce qui permet la comparabilité technique et économique avec les centrales nucléaires actuelles qui ont, dans la majorité des cas, une puissance de plus de 1 000 MW.

7.1 Description de la centrale à cycle combiné de Hadjret Ennousse (SKH)

SHARIKAT KAHRABAA Hadjret Ennousse (SKH) est une centrale à cycle combiné de 1 227 MW. Elle est construite sur le site de Hadjret Ennousse dans la Daïra de Cherrhell (Wilaya de Tipaza) ; elle a été mise en service le 28/02/2009. Elle comporte trois modules identiques de 410 MW chacun. La figure (**Fig. II.6**) montre le plan de process du cycle de la centrale (turbine à gaz, chaudière de récupération, turbine à vapeur et condenseur). Le cycle de cette

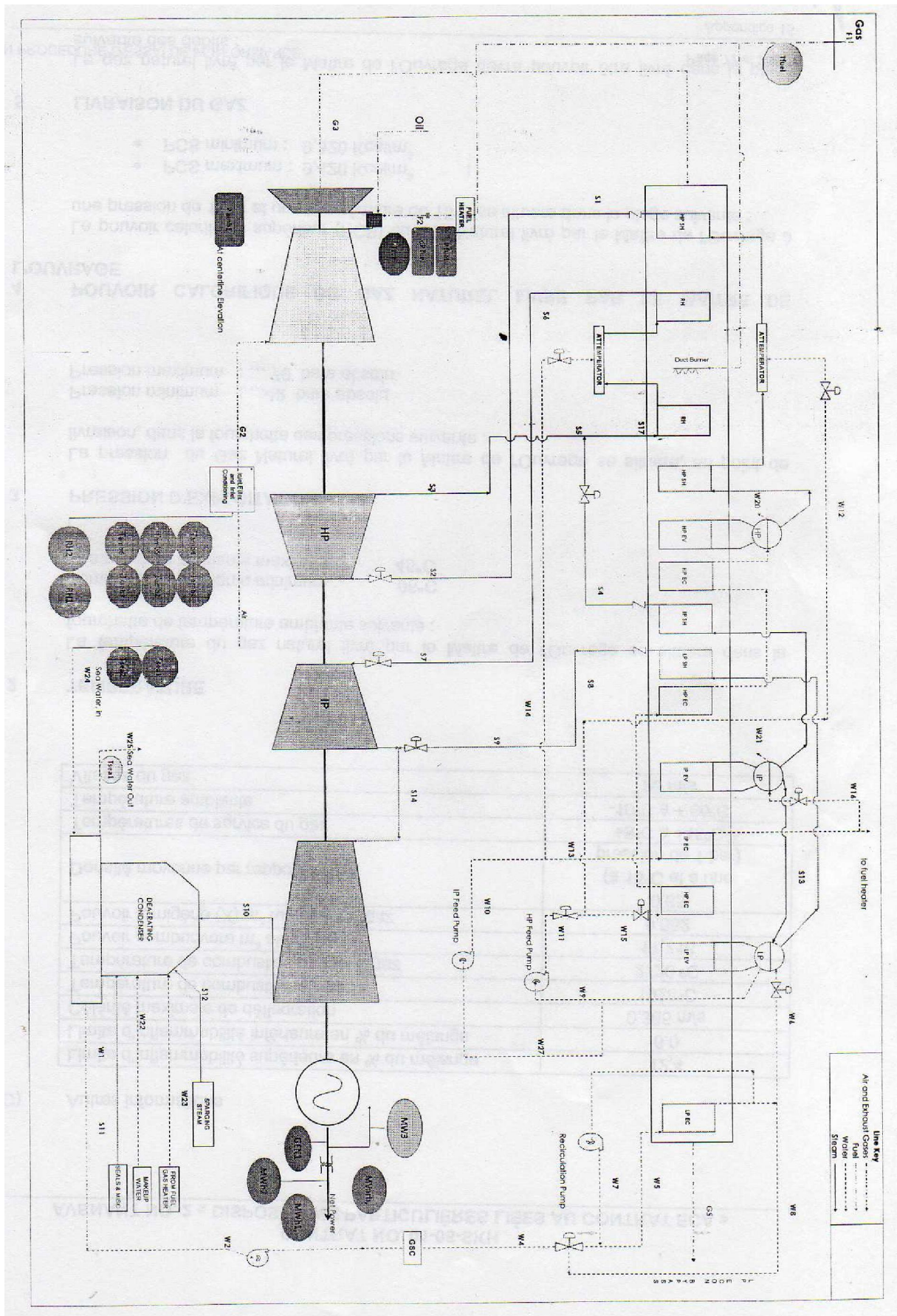


Fig. II. 6 : Plan de process du cycle de la centrale de SKH

centrale est un cycle combiné avec option de feu additionnel à trois niveaux de pression. Chaque module comporte une turbine à gaz de 270MW (environ), une chaudière de récupération, une turbine à vapeur de 140MW (environ) comporte trois parties (HP, IP et LP) et un condenseur. La centrale est alimentée en gaz naturel et le refroidissement se fait en circuit ouvert sur eau de mer.

7.2 Analyse du cycle à gaz

Soit le schéma de la figure (Fig. II. 5) représentant le cycle de la turbine à gaz :

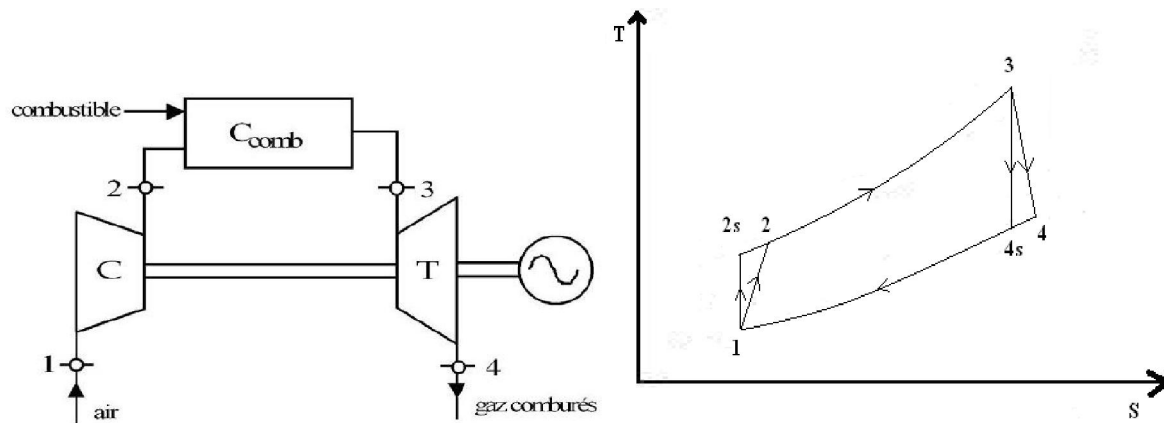


Fig. II. 7 : Schéma et diagramme T-S du cycle à gaz

Le tableau ci-dessous fournit les données du procédé.

Tableau II. 1 : Données de la TAG

Température à l'entrée du compresseur	$T_1=288 \text{ K}$
Pression à l'entrée du compresseur	$P_1=0,9987 \text{ bar}$
Température des gaz à l'entrée de la turbine	$T_3=1600 \text{ K}$
Rendement isentropique du compresseur	$\eta_{ic} = 0,85$
Rendement isentropique de la turbine	$\eta_{it} = 0,89$
Taux de compression	$\tau = 17,5$
Débit massique d'air à l'entrée de la chambre de combustion	$\dot{m}_a = 625\text{kg/s}$
La masse molaire de l'air	$\mu_a = 28,97\text{kg/kmol}$

7.2.1 Calcul des conditions à la sortie du compresseur

On calcule la température T_{2s} à la sortie du compresseur en supposant que la compression est isentropique :

$$T_{2s} = T_1 \tau^{(R/C_p)_a} \quad (\text{II.1})$$

Avec C_{p_a} une valeur initiale de 29.3 kJ/kmol.K. (Valeur prise à 300K et 1bar) [4], et en tenant compte du rendement isentropique du compresseur η_{ic} , on calcule la température réelle de fin de compression :

$$T_2 = T_1 + \frac{(T_{2s}-T_1)}{\eta_{ic}} \quad (\text{II.2})$$

$$T_2 = T_1 \left\{ 1 + \frac{1}{\eta_{ic}} \left(\tau^{(R/C_p)_a} - 1 \right) \right\} \quad (\text{II.3})$$

On calcule la chaleur spécifique moyenne de l'air entre T_1 et T_2 , après avoir calculé celle de O_2 et N_2 entre les mêmes températures T_1 et T_2 :

$$\overline{Cp_{O_2}}_{T_1}^{T_2} = \frac{1}{T_2-T_1} \int_{T_1}^{T_2} Cp_{O_2}(T) dT \quad (\text{II.4})$$

$$\overline{Cp_{N_2}}_{T_1}^{T_2} = \frac{1}{T_2-T_1} \int_{T_1}^{T_2} Cp_{N_2}(T) dT \quad (\text{II.5})$$

$$\overline{Cp_a}_{T_1}^{T_2} = 0,21 \overline{Cp_{O_2}}_{T_1}^{T_2} + 0,79 \overline{Cp_{N_2}}_{T_1}^{T_2} \quad (\text{II.6})$$

On recalcule ensuite T_2 en remplaçant dans l'équation Cp_a par $\overline{Cp_a}_{T_1}^{T_2}$ calculée ci-dessus ; et on compare à chaque fois la nouvelle valeur de T_2 avec la précédente jusqu'à ce que la différence entre deux valeurs successives de T_2 devienne inférieure à 0.01 ; on retient alors les dernières valeurs de T_2 et de $\overline{Cp_a}_{T_1}^{T_2}$.

7.2.2 Calcul de la combustion

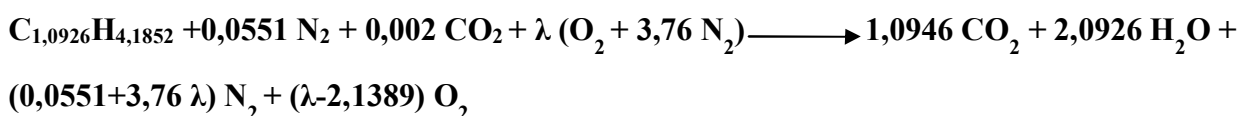
La température des produits de combustion étant donnée par le constructeur sans précision de l'excès d'air, l'objectif de ces calculs est de déterminer le rapport débit air froid et débit air de combustion de façon à respecter la température limite TRIT de la turbine à gaz d'une part, et calculer la consommation spécifique du cycle d'autre part. Ce calcul est une simple estimation basée sur une combustion stœchiométrique et sans dissociation, car la composition des gaz de combustion n'est pas donnée par le constructeur. La TAG est alimentée en gaz naturel de la composition suivante [5].

Tableau II. 2 : Données de l'analyse chromatographique du gaz naturel à 155°C et 35 bar

Propriétés du combustible	Pourcentage molaire en %
Azote N ₂	5,51
Dioxyde de carbone CO ₂	0,2
Méthane CH ₄	83,65
Ethane C ₂ H ₆	7,65
Propane C ₃ H ₈	1,99
i-butane iC ₄ H ₁₀	0,29
n-butane nC ₄ H ₁₀	0,45
i-pentane iC ₅ H ₁₂	0,09
n-Pentane nC ₅ H ₁₂	0,11
i-hexane iC ₆ H ₁₄	0,02
n-hexane nC ₆ H ₁₄	0,02
i-heptane iC ₇ H ₁₆	0,01
n-heptane nC ₇ H ₁₆	0,01
Masse molaire	μ_c = 18,9730kg/kmol
Température à l'entrée de la chambre de combustion	T_g = 433 K
Le pouvoir calorifique inférieur	PCI = 45039,6 kJ/kg
La température de combustion air-gaz (probablement avec un léger excès d'air)	T_c = 2205 K

On peut écrire ce mélange combustible comme une composition de trois espèces chimiques (C_{1,0926} H_{4,1852} + 0,0551 N₂ + 0,002 CO₂). Et pour chaque mole de combustible il faudra λ mole d'air dont la composition est (O₂ + 3,76 N₂).

La réaction de combustion stœchiométrique et sans dissociation s'écrira :



à la combustion avec le gaz naturel de débit \dot{m}_c , et le deuxième \dot{m}_{ar} refroidit les produits de combustion avant l'entrée à la turbine à gaz.

On met :

$$f = \frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_{ac}} \quad (\text{II.7})$$

et :

$$r = \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_{ac}} \quad (\text{II.8})$$

D'après l'équation de la combustion, le débit de combustible en fonction du coefficient λ est donné par :

$$\dot{m}_c = \dot{m}_{ac} \frac{\mu_c}{\lambda(\mu_{O_2} + 3,76\mu_{N_2})} \quad (\text{II.9})$$

Par conséquent, on aura une relation entre λ et f donnée par:

$$\lambda = \frac{\mu_c}{f(\mu_{O_2} + 3,76\mu_{N_2})} \quad (\text{II.10})$$

La masse molaire des gaz de fumés à la sortie de la chambre de combustion est donnée par :

$$\mu_g = \frac{(\lambda - 2,1389)\mu_{O_2} + (0,0551 + 3,76\lambda)\mu_{N_2} + 1,0946\mu_{CO_2} + 2,0926\mu_{H_2O}}{1,1034 + 4,76\lambda} \quad (\text{II.11})$$

On calcule ensuite la chaleur spécifique moyenne équivalente, pour le processus de combustion, en considérant que la chambre de combustion est tout simplement traversée par les produits de combustion. La température du mélange air combustible avant combustion est obtenue à partir d'enthalpie et des chaleurs spécifiques des trois flux de matières. Celui-ci donne :

$$T_e = \frac{4,76\lambda T_2 + T_g}{4,76\lambda + 1} \quad (\text{II.12})$$

Pour le calcul de la chaleur spécifique entre la température T_e et la température maximale du cycle T_c on a :

$$\overline{Cp_g}_{T_e}^{T_c} = \frac{(\lambda - 2,1389)\overline{Cp_{O_2}}_{T_e}^{T_c} + (0,0551 + 3,76\lambda)\overline{Cp_{N_2}}_{T_e}^{T_c} + 1,0946\overline{Cp_{CO_2}}_{T_e}^{T_c} + 2,0926\overline{Cp_{H_2O}}_{T_e}^{T_c}}{1,1034 + 4,76\lambda} \quad (\text{II.13})$$

Avec :

$$\overline{\mathbf{Cp}_{O_2}}_{T_e}^{T_c} = \frac{1}{T_c - T_e} \int_{T_e}^{T_c} \mathbf{Cp}_{O_2}(T) dT \quad (\text{II.14})$$

$$\overline{\mathbf{Cp}_{N_2}}_{T_e}^{T_c} = \frac{1}{T_c - T_e} \int_{T_e}^{T_c} \mathbf{Cp}_{N_2}(T) dT \quad (\text{II.15})$$

$$\overline{\mathbf{Cp}_{CO_2}}_{T_e}^{T_c} = \frac{1}{T_c - T_e} \int_{T_e}^{T_c} \mathbf{Cp}_{CO_2}(T) dT \quad (\text{II.16})$$

$$\overline{\mathbf{Cp}_{H_2O}}_{T_e}^{T_c} = \frac{1}{T_c - T_e} \int_{T_e}^{T_c} \mathbf{Cp}_{H_2O}(T) dT \quad (\text{II.17})$$

On considère que la chambre de combustion est un système adiabatique et on néglige les variations d'énergie cinétique et d'énergie potentielle. En appliquant la conservation de l'énergie à la chambre de combustion on peut écrire :

$$f * \frac{PCI}{\mu_g} = (1 + f) \overline{\mathbf{Cp}_g}_{T_e}^{T_c} (T_c - T_e) \quad (\text{II.18})$$

μ_g , $\overline{\mathbf{Cp}_g}_{T_e}^{T_c}$ et T_e sont dépendants de f , on a donc une équation non linéaire avec un seule inconnu f . On procède à un calcul itératif à la méthode de point fixe pour déterminer la valeur de f .

On applique le principe de la conservation d'énergie à l'entrée de la turbine, on peut écrire :

$$(1 + f) \overline{\mathbf{Cp}_g}_{T_3}^{T_c} (T_c - T_3) = (r - 1) \overline{\mathbf{Cp}_a}_{T_2}^{T_3} (T_3 - T_2) \quad (\text{II.19})$$

On Pour calculer $\overline{\mathbf{Cp}_g}_{T_3}^{T_c}$

On utilise les équations (II.13), (II.14), (II.15), (II.16) et (II.17) entre T_3 et T_c pour calculer $\overline{\mathbf{Cp}_g}_{T_3}^{T_c}$, et les équations (II.4), (II.5) et (II.6) entre T_2 et T_3 pour calculer $\overline{\mathbf{Cp}_a}_{T_2}^{T_3}$.

On calcule la valeur de R en résolvant l'équation (II.19) et en remplaçant cette valeur dans l'équation (II.7) on aura le débit de l'air participant à la combustion. L'équation (II.8) nous donne par la suite le débit du combustible.

7.2.3 Calcul des conditions à la sortie de la turbine à gaz

On suppose que la détente est isentropique et la valeur de 0.95 au facteur des pertes de pression dans la chambre de combustion [2], on calcule la température à la sortie de la turbine à gaz. On prend pour valeur initiale de la chaleur spécifique à 300 K des produits pour le processus de combustion. On calcule ensuite la température T_{4s} et T_4 à la sortie de la turbine :

$$T_{4s} = T_3(0,95\tau)^{-\left(\frac{R}{C_p}\right)_g} \quad (\text{II.20})$$

$$T_4 = T_3 \left\{ 1 - \eta_{it} \left(1 - 0,95\tau^{-\left(\frac{R}{C_p}\right)_g} \right) \right\} \quad (\text{II.21})$$

on répétera les calculs de (II.3) jusqu'à (II.6) Pour déterminer les valeurs exactes de la température T_4 et de C_{p_g} et on compare à chaque fois la nouvelle valeur de T_4 avec la précédente jusqu'à ce que la différence entre deux valeurs successives de T_4 devienne inférieure à 0.01 ; on retient alors les dernières valeurs de T_4 et de C_{p_g} .

Calcul de la masse molaire apparente des gaz de combustion

Le nombre de mole d'air de refroidissement des fumés sortant de la chambre de combustion est donné par :

$$k = (\dot{m}_a - \dot{m}_{ac})/\mu_a \quad (\text{II.22})$$

On aura donc la masse molaire des gaz traversant la turbine :

$$\mu_{gt} = \frac{(\lambda+k-2,1389)\mu_{O_2} + (0,0551+3,76(\lambda+k))\mu_{N_2} + 1,0946\mu_{CO_2} + 2,0926\mu_{H_2O}}{1,1034+4,76(\lambda+k)} \quad (\text{II.23})$$

7.2.4 Calcul des grandeurs énergétiques du cycle à gaz

Travail de compression :

$$w_c = \overline{Cp_a}_{T_1}^{T_2} (T_2 - T_1) \quad (\text{kJ / k mole d'air}) \quad (\text{II.24})$$

$$W_C = \frac{1}{\mu_a} \overline{Cp_a}_{T_1}^{T_2} (T_2 - T_1) \quad (\text{kJ / kg d'air}) \quad (\text{II.25})$$

Travail de détente :

$$w_{TG} = \overline{Cp_g}_{T_3}^{T_4} (T_3 - T_4) \quad (\text{kJ / k mole de gaz produits}) \quad (\text{II.26})$$

$$W_{TG} = \frac{1}{\mu_g} \overline{Cp_g}_{T_3}^{T_4} (T_3 - T_4) \quad (\text{kJ / kg de gaz produits}) \quad (\text{II.27})$$

Energie reçue par les gaz dans la chambre de combustion :

$$q_c = \overline{Cp_g}_{T_e}^{T_c} (T_c - T_e) \quad (\text{kJ / k mole de gaz produits}) \quad (\text{II.28})$$

$$Q_C = \frac{1}{\mu_g} \overline{Cp_g}_{T_e}^{T_c} (T_c - T_e) \quad (\text{kJ / kg de gaz produits}) \quad (\text{II.29})$$

Travail spécifique net du cycle à gaz :

$$W_{TAGnet} = (1 + (f/R))W_{TAG} - W_C \quad (\text{kJ / kg d'air}) \quad (\text{II.30})$$

Où :

$$f/R = \frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_a} = \frac{18,9730}{137,3292(\lambda+k)} \quad (\text{II.31})$$

Puissance nette du cycle à gaz :

$$\dot{W}_{TAGnet} = \dot{m}_a W_{TAGnet} \quad (\text{II.32})$$

Rendement thermique de la turbine à gaz :

$$\eta_{TAG} = \frac{W_{TAGnet}}{\left(\frac{1+f}{R}\right)Q_c} \quad (\text{II.33})$$

7.3 Analyse du cycle à vapeur avec récupérateur à trois niveaux de pression

7.3.1 Données du constructeur

Tableau II. 3 : Données du GVR et de la TAV

Le débit des gaz d'échappement	$\dot{m}_g = 641,147 \text{kg/s}$
Température des gaz d'échappement à l'entrée du GVR	$T_4 = 644^\circ\text{C}$
Température de rejet [5]	$T_{rej} = 86^\circ\text{C}$
Rendement isentropique de la détente de la turbine	$\eta_{it} = 0,90$
Rendement isentropique de la pompe	$\eta_{iP} = 0,85$
Température de condensation de la vapeur [5]	$T_c = 39^\circ\text{C}$

7.3.2 Calcul des paramètres du générateur de vapeur :

On calcule d'abord la chaleur spécifique moyenne des gaz entre T_4 et T_{rej} soit :

$$\overline{Cp_g}_{T_4} = \frac{(\lambda-2,1389)\overline{Cp_{O_2}}_{T_4} + (0,0551+3,76\lambda)\overline{Cp_{N_2}}_{T_4} + 1,0946\overline{Cp_{CO_2}}_{T_4} + 2,0926\overline{Cp_{H_2O}}_{T_4}}{1,1034+4,76\lambda} \quad (\text{II.34})$$

Ensuite l'efficacité de l'échange de chaleur relativement au gaz :

$$\epsilon_g = \frac{T_4 - T_{rejl\text{im}}}{T_4 - T_1} \quad (\text{II.35})$$

Et l'efficacité du GVR est donnée par :

$$\epsilon_{\text{gv}} = \frac{T_4 - T_{\text{rej}}}{T_4 - T_{\text{rejl}} \text{lim}} \quad (\text{II.36})$$

Et l'efficacité du générateur est en fin donnée par :

$$\epsilon = \epsilon_{\text{gv}} \epsilon_{\text{g}} = \frac{T_4 - T_{\text{rej}}}{T_4 - T_1} \quad (\text{II.37})$$

7.3.3 Calcul de la détente

En connaissant le rendement isentropique, le taux de détente, les températures et les pressions de la vapeur surchauffée à l'entrée de chaque partie de la TAV, [5], on peut, à partir, des tables thermodynamiques de la vapeur surchauffée et la vapeur saturée et pour chaque température et pression correspondantes, déduire les enthalpies et les travaux de la détente par kg de vapeur. Les mesures prises et les enthalpies sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau II. 4 : Calcul de paramètres thermodynamiques des pompes et des turbines

Pompe	Débit Kg/s	Taux de compression	Pression d'entrée (MPa)	Volume spécifique m ³ /kg
Pompe de condensat	$\dot{m}_{Pcnd} = 113,003$	$\tau_{Pcnd} = 34$	$P_{Pcnde} = 0,00724$	$v_{Pcnd} = 0,001009$
Pompe de recirculation	$\dot{m}_{Prec} = 63,92$	$\tau_{Prec} = 3$	$P_{Prece} = 1,104$	$v_{Prec} = 0,001133$
Pompe d'alimentation HP	$\dot{m}_{PHP} = 83,92$	$\tau_{PHP} = 31,5$	$P_{PHPe} = 0,7461$	$v_{PHP} = 0,001112$
Pompe d'alimentation IP	$\dot{m}_{PIP} = 26,71$	$\tau_{PIP} = 12,67$	$P_{PIPe} = 0,7461$	$v_{PIP} = 0,001112$
Turbine	Débit Kg/s	Taux de détente	Paramètres thermodynamiques A l'entrée	
TAV HP	$\dot{m}_{TAVHP} = 78,83$	$\tau_{THP} = 6$	Température (°C)	$T_{HPe} = 565,5$
			Pression (MPa)	$P_{HPe} = 14,7$
			Enthalpie (kJ/kg)	$h_{HPe} = 3492,5$
			Entropie (kJ/kg.K)	$s_{HPe} = 6,5830$
TAV IP	$\dot{m}_{TAVIP} = 86,69$	$\tau_{TIP} = 5,9$	Température (°C)	$T_{IPe} = 566,5$
			Pression (MPa)	$P_{IPe} = 2,165$
			Enthalpie (kJ/kg)	$h_{IPe} = 3610,6$
			Entropie (kJ/kg.K)	$s_{IPe} = 7,5741$
TAV LP	$\dot{m}_{TAVLP} = 100,33$	$\tau_{TLP} = 40,6$	Température (°C)	$T_{LPe} = 312,8$
			Pression (MPa)	$P_{LPe} = 0,3654$
			Enthalpie (kJ/kg)	$h_{LPe} = 3092,6$
			Entropie (kJ/kg.K)	$s_{LPe} = 7,6528$

7.3.4 Grandeurs énergétiques du cycle à vapeur

Travaux des trois pompes :

Considérant une surface de contrôle de chaque pompe :

Le travail de la pompe est donné par :

$$w_{Pi} = h_{Pis} - h_{Pie} \quad (II.38)$$

Le second principe nous donne :

$$s_{Piss} = s_{Pie} \quad (II.39)$$

Le rendement isentropique :

$$\eta_{iP} = \frac{h_{PiSS} - h_{Pie}}{w_{Pi}} \quad (II.40)$$

De (II.37), on déduit que :

$$h_{PiSS} - h_{Pie} = v(P_s - P_e) \quad (II.41)$$

Par conséquent :

Le travail de chaque pompe :

$$w_{Pi} = \frac{h_{PiSS} - h_{Pie}}{\eta_{iP}} = \frac{v(P_s - P_e)}{\eta_{iP}} \quad (II.42)$$

Les débits de liquide \dot{m}_{Pi} traversant chaque pompe sont donnés. Donc la puissance de chaque pompe:

$$\dot{w}_{Pi} = \dot{m}_{Pi} w_{Pi} \quad (II.43)$$

Et la puissance totale de l'ensemble des pompes installées :

$$\dot{w}_P = \sum_{i=1}^4 \dot{w}_{Pi} \quad (II.44)$$

Travaux des trois turbines à vapeur :

Considérons une surface de contrôle autour de chaque turbine :

Le travail de la turbine est donné par :

$$w_{TAVi} = h_{TAVie} - h_{TAVis} \quad (II.45)$$

Le second principe nous donne :

$$s_{TAViss} = s_{TAVie} \quad (II.46)$$

Le rendement isentropique :

$$\eta_{it} = \frac{w_{TAVi}}{h_{TAVie} - h_{TAViss}} \quad (II.47)$$

Le fluide moteur qui traverse les deux turbines (HP et IP) c'est de la vapeur surchauffée, donc la fraction de liquide saturée dans le fluide moteur est toujours nulle. Dans la turbine LP le fluide sortant est un mélange liquide-vapeur donc :

$$s_{TAVLPss} = s_{TAVLPe} = s_{TAVLPsg} - (1 - x)s_{TAVLPsfg} \quad (II.48)$$

On calcul le (1-x) et utilise cette valeur pour calculer l'enthalpie à la sortie de la turbine LP :

$$h_{TAVLPss} = h_{TAVLPsg} - (1 - x)h_{TAVLPsfg} \quad (II.49)$$

Connaissant s_{TAViss} , P_{TAVis} et η_{it} , on peut, à partir des tables thermodynamiques de la vapeur saturée et la vapeur surchauffée, déduire l'enthalpie h_{TAViss} et par conséquent le travail w_{TAVi} .

Puissance produite par les trois turbines :

Les débits de la vapeur surchauffée \dot{m}_{TAVi} traversant chaque turbine sont donnés, et connaissant la chute d'enthalpie, on aura :

$$\dot{w}_{TAVi} = \dot{m}_{TAVi}(h_{TAVis} - h_{TAVie}) \quad (II.50)$$

Et la puissance totale sera :

$$\dot{w}_{TAV} = \sum_{i=1}^3 \dot{w}_{TAVi} \quad (II.51)$$

Puissance nette du cycle à vapeur :

$$\dot{w}_{TAVnet} = \dot{w}_{TAV} - \dot{w}_P \quad (II.52)$$

Rendement énergétique de la turbine à vapeur :

Le rendement thermique est donné par :

$$\eta_{TAV} = \frac{\dot{w}_{TAVnet}}{\dot{Q}_H} \quad (II.53)$$

Avec :

$$\begin{aligned} \dot{Q}_H = & \dot{m}_{TAVHP}(h_{HPE} - h_{fc}) + (\dot{m}_{TAVIP} - \dot{m}_{TAVHP})(h_{IPE} - h_{fc}) + \\ & (\dot{m}_{TAVLP} - \dot{m}_{TAVIP})(h_{LPE} - h_{fc}) + \dot{m}_{TAVHP}(h_{IPE} - h_{HPS}) \end{aligned} \quad (II.54)$$

7.4 Calcul des performances du cycle combiné

7.4.1 Puissance nette du cycle combiné

Supposons que la puissance consommée par les auxiliaires est estimée à 1% de la production totale, donc la puissance nette sera :

$$\dot{w}_{CCnet} = 0,99(\dot{w}_{TAGnet} + \dot{w}_{TAVnet}) \quad (II.55)$$

7.4.2 Rendement du cycle combiné

Le rendement du cycle est calculé par la fameuse relation suivante :

$$\eta_{cc} = \eta_{TAG} + \epsilon \eta_{TAV} (1 - \eta_{TAG}) \quad (\text{II.56})$$

7.4.3 Puissance électrique délivrée par la centrale

A partir l'annexe, on aura la valeur de perte de puissance \dot{W}_p au niveau du générateur, en considérant un facteur de puissance égale à 0,90.

La puissance électrique à la sortie du générateur est donnée par :

$$P_{ele} = \dot{W}_{CCnet} - \dot{W}_p \quad (\text{II.57})$$

Et la puissance électrique totale de la centrale sera donc :

$$P_{eletot} = 3P_{ele} \quad (\text{II.58})$$

7.4.4 Résultats

Tableau II. 5 : Résultats des calculs de cycle combiné (Exemple de la centrale de SKH)

CALCUL THERMODYNAMIQUE	
La turbine à gaz	
Débit de combustible (kg/s)	$\dot{m}_c = 16,147$
Masse molaire apparente des gaz de combustion (kg/kmol)	$\mu_g = 28,892$
Température à la sortie de la turbine (K)	$T_4 = 917,7$
Energie reçue par les gaz dans la chambre de combustion (kJ/kg gaz produits)	$Q_C = 1899,44$
Travail spécifique net du cycle à gaz (kJ/kg air)	$W_{TAGnet} = 433,12$
Rendement thermique du cycle de la turbine à gaz	$\eta_{TAG} = 38,94\%$
Puissance nette du cycle de la turbine à gaz (MW)	$\dot{W}_{TAGnet} = 276,95$
Turbine à vapeur	
Efficacité du générateur de vapeur (HSRG avec option de feu additionnel)	$\varepsilon = 0,8871$
Puissance totale de l'ensemble des pompes installées (kW)	$\dot{w}_P = 2569,331$
Puissance de la turbine TAV HP (kW)	$\dot{w}_{TAV HP} = 37112,4$
Puissance de la turbine TAV IP (kW)	$\dot{w}_{TAV IP} = 43847,8$
Puissance de la turbine TAV LP (kW)	$\dot{w}_{TAV LP} = 64481,1$
Puissance totale de l'ensemble des turbines (MW)	$\dot{w}_{TAV} = 145,441$
Puissance nette (MW)	$\dot{w}_{TAVnet} = 142,87$
Energie reçue par l'eau dans le GVR (MW)	$\dot{Q}_H = 380,026$
Rendement énergétique du cycle de la TAV	$\eta_{TAV} = 37,59\%$
Le cycle combiné	
Puissance nette de cycle combiné par tranche (MW)	$\dot{w}_{CCnet} = 415,62$
Rendement énergétique du cycle combiné	$\eta_{cc} = 58,10\%$
Perte de puissance du générateur pour chaque tranche (MW)	$\dot{W}_p = 4,6$
Puissance électrique pour chaque tranche (MW)	$P_{ele} = 411,02$
La puissance électrique totale de la centrale (MW)	$P_{eletot} = 1233,06$

8. Calcul économique du cycle combiné

8.1 Introduction

Décider de construire une centrale est donc un engagement de longue durée qu'il faut étayer par un calcul économique permettant d'éclairer le choix en faveur d'un type de centrale plutôt qu'un autre. Le critère le plus souvent retenu est le coût du kWh produit tout au long de la durée de fonctionnement de la centrale, d'où la notion de coût moyen du kWh.

L'évaluation économique d'une centrale électrique s'établit sur la base :

- ❖ de son coût d'investissement
- ❖ des charges d'exploitation
- ❖ du coût du combustible
- ❖ des coûts de recherche et développement
- ❖ de la durée d'appel du moyen de production (base, semi-base, pointe)
- ❖ de l'effet de série (nombre de tranches identiques construites).

La somme des quatre premiers termes constitue le coût actualisé de production du kilowattheure de la filière, les deux autres termes interviennent en pondération et permettent des études de sensibilité.

Le coût d'investissement est un terme qui regroupe plusieurs notions qui sont :

- ❖ le coût de construction
- ❖ les frais de maîtrise d'œuvre
- ❖ les intérêts intercalaires
- ❖ les frais de pré-exploitation
- ❖ les aléas
- ❖ le démantèlement.

En sachant la consommation spécifique et la puissance électrique de la centrale, on calcule le coût de production de kWh pour notre centrale.

8.2 Procédure de calcul

En premier lieu, on calcule le coût du kW installé et puis l'amortissement des investissements sur la durée de vie économique de la centrale (30 ans), pour obtenir du kWh en divisant le coût du kW installé sur la durée de vie opérationnelle de la centrale (h). Le coût d'exploitation du kWh est calculé à partir du coût total actualisé d'exploitation, pendant la durée de vie de la centrale, estimé à $900 \cdot 10^6$ USD. Ces valeurs doivent être actualisées à la date de mise en service de la centrale en utilisant la relation suivante :

$$D_{t_0} = D_t(1 + a)^{n-n_0} \quad (\text{II.59})$$

Avec :

D_{t0} : La valeur de la dépense à la date de mise en marche.

D_t : La valeur de la dépense à l'année n ou la durée de vie de la centrale.

n_0 : La date de référence (2009).

n : La moitié de la durée de vie de la centrale.

a : Le taux d'actualisation

Pour le coût de combustible on prend le prix interne du gaz naturel estimé à 0,6 USD/MMBTU.

Le coût de kWh est la somme des trois coûts : l'amortissement des investissements, coûts d'exploitation et du combustible. Le tableau suivant résume les résultats de calculs.

8.3 Résultats

Tableau II. 6 : Résultats de calculs économique (Exemple de la centrale de SKH)

Puissance de l'installation (kW)	$P_t = 1230 \cdot 10^3$
Consommation spécifique (MBTU/kWh)	$C_s = 6,08$
Coût total de l'installation (USD.10⁶)	2369
Coût total de l'exploitation actualisé (USD.10⁶)	900
Coût interne de gaz naturel (USD/MMBTU)	$C_{GNint} = 0,6$
Durée de vie de l'installation (ans)	30
Durée d'appel annuelle (disponibilité), (h)	8280
Taux d'actualisation	$a=6\%$
Coût d'investissement du kW installé (USD)	1926
Coût d'amortissement des investissements (USD/kWh)	0,0186 (63.06%)
Coût d'exploitation (Personnel+entretien) (USD/kWh)	0,0072 (24,56%)
Coût du combustible (USD/kWh)	0,0036 (12,38%)
Coût total de kWh	0,0294 USD
(Taux de conversion : 1USD=80DA)	2,352 DA

9. Conclusion

Le cycle combiné gaz-vapeur représente actuellement la meilleure alternative de conversion d'énergie fossile en énergie électrique ou thermique (cogénération). Les progrès technologiques qu'ils ont connu ces dernières années, principalement la turbine à gaz et le générateur de vapeur, ont conduit à augmenter son rendement énergétique jusqu'à 60%. Parmi les technologies installées à la nouvelle centrale à cycle combiné de SKH on trouve :

Le chiller : un système sert à maintenir la température à l'entrée du compresseur à 15°C, et par conséquent à assurer la stabilité de la puissance produite durant toute l'année de la centrale. Ce système de réfrigération à absorption refroidit l'air et le déshumidifie par l'intermédiaire de serpentins de refroidissement et d'un séparateur de condensât.

Unité de préchauffage vapeur-gaz : ce système sert à chauffer le gaz naturel avant son entrée à la chambre de combustion. L'utilisation de cet échangeur augmente le rendement du cycle en minimisant la consommation spécifique.

Générateur de vapeur (HSRG) : il est à trois niveaux de pression et avec option de feu additionnel. Son efficacité atteint les 90% dans les meilleures conditions ; la température du rejet des gaz de fumés est de 86°C.

Configuration Single-shaft : la liaison TAG-alternateur-TAV de la centrale de SKH est à arbre unique ou single-shaft pour des raisons techniques et économiques, car cette configuration nécessite un investissement réduit en regard de celui consenti pour un multiple-shaft ; l'absence d'alternateurs et auxiliaires associés en est la principale raison, malgré ses inconvénients en termes de disponibilité et d'exploitation.

Le coût de kWh produit par la centrale à cycle combiné (exemple de SKH) est de 2,352 DA avec les données du tableau II.6 ; il est très élevé par rapport à celui des anciennes centrales construites avant 2008. Cette augmentation est due à une conjugaison de plusieurs facteurs, dont :

- La très forte demande en termes de construction des centrale électriques en Algérie ces dernières années (7 centrales ont été mises en service dans les deux dernières années).
- Le nombre limité des constructeurs.
- La centrale de SKH a été construite durant une période exceptionnelle d'un dollar faible par rapport l'Euro.

Le calcul du coût de production est basé sur un prix interne du gaz naturel de 0,6 USD/MMBTU et on remarque que le coût du combustible ne représente que 12,38% du coût total de production. Ce prix est très bas par rapport au prix externe qui atteint les 6 USD/MMBTU ces dernières années. Le tableau et l'histogramme suivants nous montrent l'influence du prix du gaz naturel sur le coût total de production (avec les mêmes coûts d'exploitation et d'investissement) et l'évolution des pourcentages des différents coûts partiels dans le coût total de production du kWh.

Tableau II.7 : Evolution du coût de production et des pourcentages des différents coûts suivant le prix du gaz naturel

Prix du gaz naturel USD/MMBTU	Coût du combustible DA/kWh	coût de production DA/kWh	Pourcentage du coût de combustible (%)	Pourcentage du coût d'investissement (%)	Pourcentage du coût d'exploitation (%)
0,6	0,2919	2,3574	12,38	63,06	24,56
1	0,4865	2,5520	19,06	58,25	22,68
2	0,9731	3,0385	32,02	48,92	19,05
3	1,4596	3,5250	41,41	42,17	16,42
4	1,9461	4,0116	48,51	37,06	14,43
5	2,4326	4,4981	54,08	33,05	12,87
6	2,9192	4,9846	58,56	29,82	11,61
7	3,4057	5,4711	62,25	27,17	10,58
8	3,8922	5,9577	65,33	24,95	9,72
9	4,3788	6,4442	67,95	23,07	8,98
10	4,8653	6,9307	70,20	21,45	8,35

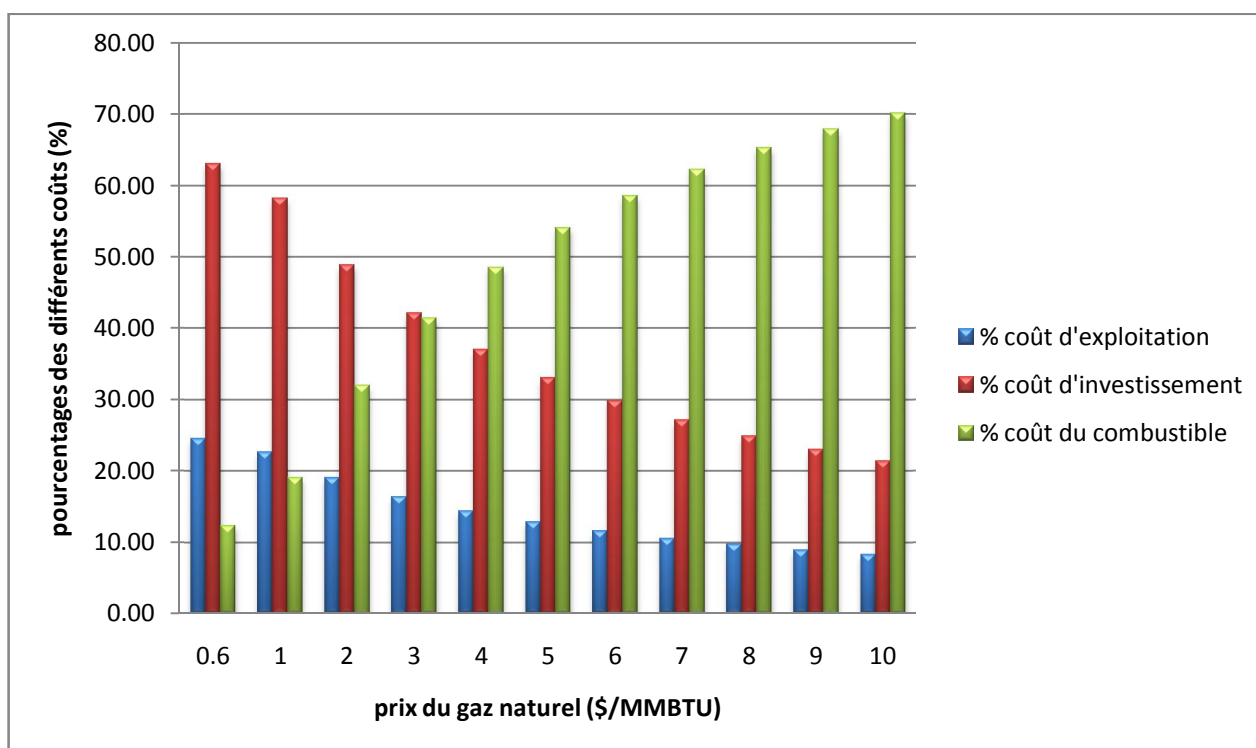


Fig. II.8 : Evolution des pourcentages des différents coûts suivant la variation du prix du gaz naturel pour un cycle combiné.

On remarque d'après cet histogramme que le coût du combustible commence à dominer à partir d'un prix du gaz naturel de 4 USD/MMBTU, avec un pourcentage de 48,51%

du coût de production. Ce dernier croit rapidement avec l'augmentation du prix du gaz naturel pour atteindre 4,9846DA/kWh avec un prix du gaz naturel de 6 USD/MMBTU.

On remarque d'abord que le prix de cession du gaz naturel à Sonelgaz est bien en dessous de son prix externe ; il y a donc subvention de l'état à la production de l'électricité et perte de revenus de Sonatrach. Le prix externe du gaz naturel est en chute ces deux dernières années ; il se négocie actuellement autour de 4,5 USD/MMBTU. Par ailleurs, il y a à travers le monde reconsidération de l'option nucléaire comme conséquence du questionnement relatif au réchauffement de la planète Terre à cause du CO₂ produit en abondance par la combustion des énergies fossiles. La question qui se pose à la production d'électricité en Algérie est celle-ci : faut-il généraliser l'option cycle combiné des centrales nouvelles, ce qui permettrait d'économiser du gaz naturel pour l'exportation ou sa conservation pour les générations futures ? Ou bien faut-il à terme considérer l'installation de centrales nucléaires comme solution de l'après pétrole, même si l'investissement nécessairement plus élevé doit venir des ressources gazières dont on précipitera ainsi l'épuisement ? Si les arguments et les paramètres économiques du nucléaire peuvent être relativement aisés à chiffrer, les autres inconnues le sont moins : A quelles conditions géopolitiques faudra-t-il se plier pour acheter, opérer et démanteler ces centrales nucléaires ? Ces questions sont tout à fait à l'ordre du jour dans le contexte créé autour des projets nucléaires iraniens.

CHAPITRE III : ANALYSE DES CYCLES THERMONUCLEAIRES

PWR, BWR et HTGR

1 Origine de l'énergie nucléaire

La forme d'énergie nucléaire utilisable actuellement provient de la fission nucléaire, en utilisant l'uranium 235 (^{235}U) comme combustible. L'uranium 235 est un isotope d'uranium avec la propriété rare et utile quand il est bombardé par un neutron il se divise en deux, et dans ce processus produit plus de neutrons (Fig. III.1). Certains de ces neutrons continuent à diviser plus d'atomes d'uranium 235 dans une réaction en chaîne qui produit une quantité énorme d'énergie. On peut avoir une idée sur la dite énergie en exploitant l'équivalence masse-énergie donnée par la fameuse relation d'*Einstein* ($E = mc^2$) qui indique que l'énergie produite est égale à la masse multipliée par le carré de la vitesse de la lumière.

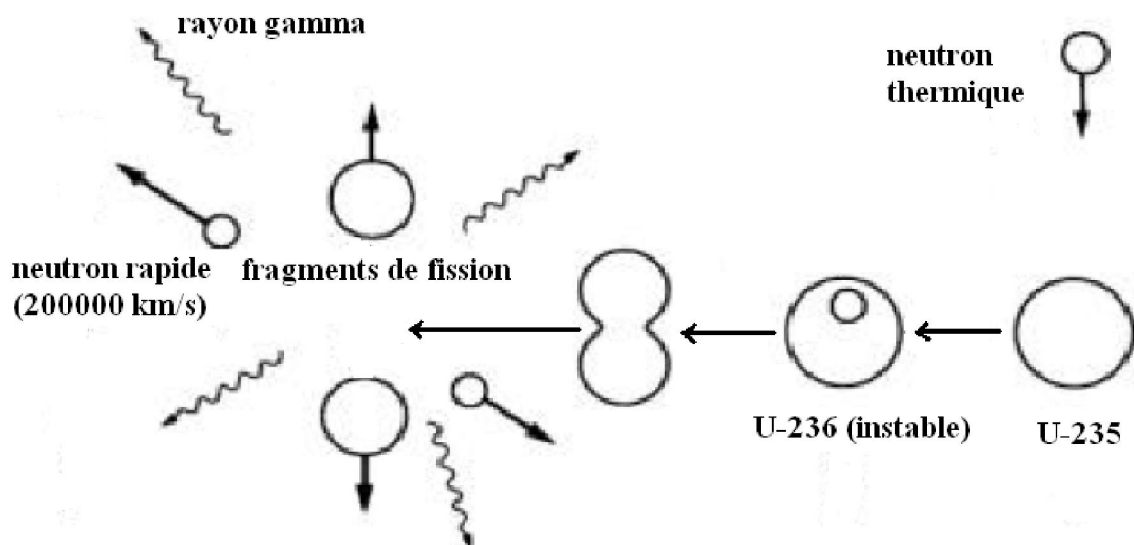


Fig. III.1 : la réaction de fission

Tandis que d'autres neutrons produits, seront absorbés par l'uranium 238, un autre isotope de l'uranium, pour former le plutonium 239. Le plutonium partage avec l'uranium 235 la propriété de se diviser en deux aussi quand il est bombardé par un neutron, ce qui permet de l'utiliser comme combustible fissile.

L'énergie produite par le phénomène de la fission des noyaux lourds dans un réacteur nucléaire est récupérée par le milieu sous forme d'agitation thermique des atomes du

combustible. Ce dégagement d'énergie, qui est maintenu par la réaction en chaîne lorsque le réacteur est critique, représente environ 95% de l'énergie totale dégagée, le reste résultant de la désintégration des corps radioactifs produits par la fission des noyaux [20]. La chaleur dégagée est proportionnelle au nombre de fissions réalisées.

L'énergie est dégagée dans le cœur du réacteur qui est constitué, généralement, d'éléments combustibles solides renfermant la matière fissile. Elle est évacuée par un fluide caloporteur dans des conditions qui permettent l'intégrité des éléments combustibles.

L'énergie contenue dans le fluide caloporteur, est dans la plus part des centrales nucléaires, est utilisée pour produire de la vapeur pour tourner une turbine et par conséquent produire de l'électricité.

2 La réaction en chaîne

La fission libère généralement entre zéro et cinq neutrons, la moyenne est d'environ 2,5 neutrons par fission d'atome d'uranium 235, et dans des bonnes conditions ces neutrons provoqueront d'autres fissions. La génération exponentielle ne convient pas à la production d'électricité, laquelle exige une source d'énergie stable. Dans un réacteur de puissance, chaque fission ne doit provoquer qu'une seule autre fission, ce qu'on appelle une réaction en chaîne auto-entretenu.

On doit noter que l'uranium naturel (constitué de 0,7% de ^{235}U et de 99,3% de ^{238}U) ne peuvent pas être masse critique, et ce, quelle que soit la masse de la pile. En effet les pics de résonances de l'uranium 238 absorbent tellement de neutrons qu'il en reste trop peu pour entretenir une réaction en chaîne.

3 Thermalisation des neutrons

La thermalisation des neutrons (leur ralentissement) augmente la probabilité de fission, elle est nécessaire pour l'obtention d'une réaction en chaîne auto-entretenu avec une pile d'uranium naturel ou enrichi. Or pour limiter l'absorption des neutrons par l'uranium 238, il convient d'opérer ce ralentissement loin du combustible. On peut contrôler ce processus directement, en concentrant le combustible dans des canaux séparées par un modérateur efficace permet de réaliser le ralentissement, puisque moins de neutrons sont exposés à la capture par résonance et que leur thermalisation est plus probable.

Pour des raisons nucléaires, ainsi que d'autres considérations techniques et économiques, on ne dispose que de trois modérateurs possibles pour les réacteurs à neutrons thermiques : l'eau

légère (H_2O), l'eau lourde (D_2O) et le graphite (C). Le tableau III.1 résume les propriétés de chacun.

Tableau III.1. Caractéristiques des modérateurs des réacteurs thermiques

Modérateur	Nombre moyen de collisions pour la thermalisation	Section efficace de diffusion σ_s (barns)	Section efficace d'absorption σ_a (barns)
H_2O	20	103	0,664
D_2O	36	13,6	0,0010
C	115	4,8	0,0034

On remarque que l'eau légère thermalise (ralentit) les neutrons plus rapidement que l'eau lourde ou le graphite à cause de sa section efficace de diffusion supérieure et le nombre moins élevé de collisions nécessaire pour la thermalisation. Ainsi parce que l'eau légère absorbe d'avantage de neutrons, il est impossible de l'utiliser pour obtenir une réaction en chaîne auto-entretenu avec l'uranium naturel. C'est pour cette raison que le combustible des réacteurs modérés à l'eau légère doit être enrichi entre 3% et 5%.

4 Analyse et comparaison techniques des réacteurs à neutrons thermiques

4.1 Réacteurs à eau pressurisée (PWR)

4.1.1 Description générale

Le Réacteur à eau pressurisée (PWR) est le réacteur électrogène le plus fréquent. Ce réacteur utilise un combustible à oxyde d'uranium légèrement enrichi (entre 3 et 5%), ou un combustible mixte composé d'un mélange d'oxyde d'uranium appauvri ou faiblement enrichi et d'oxyde de plutonium (combustible MOX).

L'eau circulant dans le cœur de ces réacteurs est à la fois le fluide de refroidissement et le modérateur.

Le contrôle du réacteur est à la fois assuré par des barres et un absorbant neutronique (acide borique) en solution dans le caloporteur.

La figure III.2 décrit schématiquement ce type de réacteur. Son architecture est caractérisée principalement par la présence de deux circuits de refroidissement :

- Le circuit primaire, dans lequel circule le fluide de refroidissement du cœur.
- Le circuit secondaire, qui sert à la production de vapeur et à la production d'énergie mécanique à la turbine.

Le cycle thermodynamique d'un PWR est le cycle de Rankine. Les PWR construits en Occident sont issus des filières américaines PWR développées par Westinghouse et Combustion Engineering. La filière russe VVER constitue un autre type de réacteur à eau pressurisée.

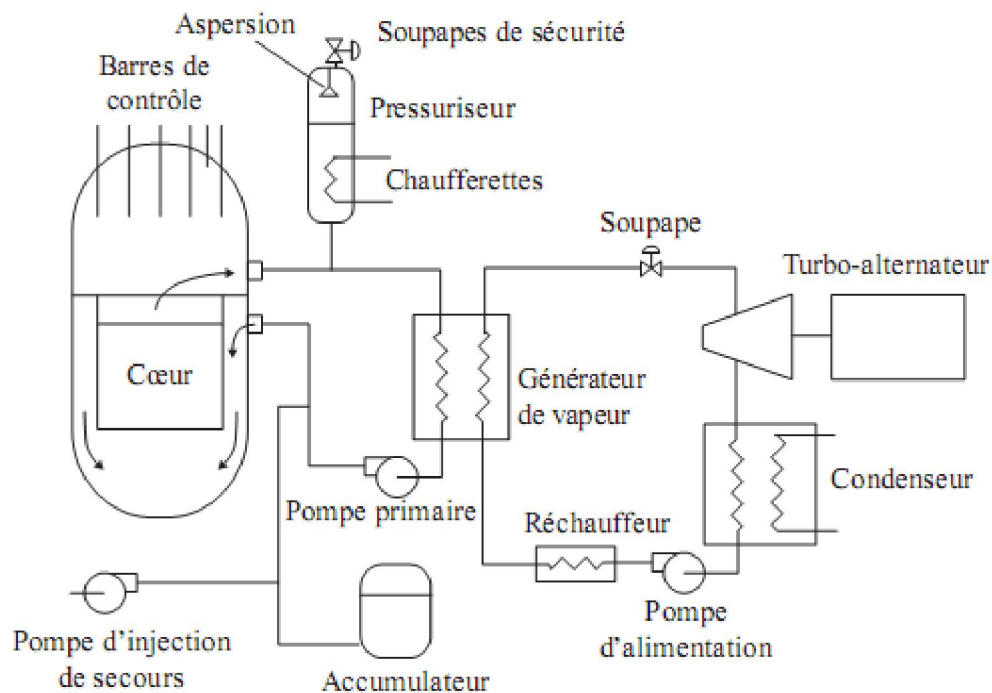


Fig. III. 2 : Schéma général d'un réacteur à eau pressurisée (PWR).

4.1.2 Cœur et combustible du réacteur

Les cœurs des réacteurs à eau pressurisée sont composés d'assemblages de barreaux combustibles (Fig. III.3).

Initialement les assemblages de combustibles étaient entourés d'un boîtier et le contrôle de la puissance était assuré par des barres cruciformes s'insérant entre les assemblages. La conception du cœur et des assemblages des PWR a évolué depuis les années 1960 dans le but de réduire l'absorption de neutrons liés aux boîtiers et les coûts de fabrication, mais surtout pour éliminer les pics de puissance (points chauds) en périphérie des assemblages.

Actuellement, les assemblages combustibles des PWR sont constitués d'un faisceau à pas carré de crayons combustibles et de tubes guides permettant le passage des barres de commande et de l'instrumentation du cœur.

Le crayon combustible est constitué d'un empilement de pastilles d' UO_2 faiblement enrichi (de 3 à 5 %) ou d'un mélange de PuO_2 et d' UO_2 (combustible MOX). La teneur initiale en plutonium est de 5.3 % ; elle résulte d'une équivalence énergétique avec du combustible UO_2 initialement enrichi à 3.25 % en ^{235}U .

Le gainage du combustible est assuré par un alliage de zirconium (Zircaloy) qui, outre de bonnes propriétés thermiques et mécaniques, n'absorbe pas les neutrons. La tenue du gainage est essentielle pour assurer le confinement des produits de fission et des actinides mineurs dans la plupart des situations accidentelles. Un grand nombre des critères de sûreté liés à la tenue thermomécanique des matériaux utilisés devront être respectés dans les situations incidentelles et accidentelles pour permettre de dimensionner les systèmes assurant la sûreté du réacteur. Le maintien et l'espacement des crayons combustibles sont assurés par des grilles.

La conception des cœurs et assemblages combustibles des réacteurs VVER est différente. Si, comme pour les PWR occidentaux, le combustible utilisé est constitué par un empilement de pastilles de combustible oxyde dans une gaine de Zircaloy, les crayons sont rangés selon un pas triangulaire dans des assemblages hexagonaux entourés par un boîtier. Le contrôle du cœur est assuré à la fois par des éléments de contrôle hexagonaux s'insérant dans des emplacements du cœur non occupés par des assemblages combustibles et par des barreaux absorbant coulissant dans les tubes guides des assemblages.

Le tableau III.2 donne les performances de quelques réacteurs PWR et le tableau III.3 donne les caractéristiques principales des différents assemblages et crayons combustibles.

Les grandeurs thermiques moyennes des cœurs sont équivalentes dans les différents types de PWR. L'évolution vers des puissances spécifiques plus importantes avec le développement de nouveaux paliers depuis le 900 MW (CPy) jusqu'au 1450 MW (N4) montre le gain en performance réalisé.

Tableau III.2 : Performances des différents types de réacteur à eau pressurisée [21].

	CPI-CP2	N4	EPR	AP1000	VVER1000
Constructeur	Areva	Areva	Areva	Westinghouse	Rosatom
Puissance thermique (MW)	2 785	4 250	4 300	3 400	3 000
Puissance électrique (MW)	920	1 470	1 600	1 090	1 000
Type d'assemblage	carré 17×17	carré 17×17	carré 17×17	carré 17×17	hexagonal
Nombre de boucles	3	4	4	2	4
Pression Primaire (MPa)	15.5	15.5	15.5	15.5	15.7
Températures primaires (°C)	286.0 323.2	292.1 329.1	295.9 327.5	279.4 322.3	293.9 323.3
Débit-volume Primaire (m³/h)	68 350	97 050	108 150	67 248	84 800
Pression Secondaire (MPa)	5.6	7.23	7.55	8.3	6.27
Débit-masse vapeur (t/h)	5 470	8 640	8 794	6 790	5 880
Température Vapeur secondaire (°C)	271	288	291	315	278.5
Type de GV	tubes en U	tubes en U	tubes en U	tubes en U	horizontal

Si pour l'AP 600, réacteur de nouvelle génération, le concepteur avait diminué le rendement thermique à 30 % pour améliorer les marges vis-à-vis des critères de sûreté, la version 1 000 MW de ce concept reprend des niveaux identiques de génération de puissance à ceux des autres concepts de réacteurs.

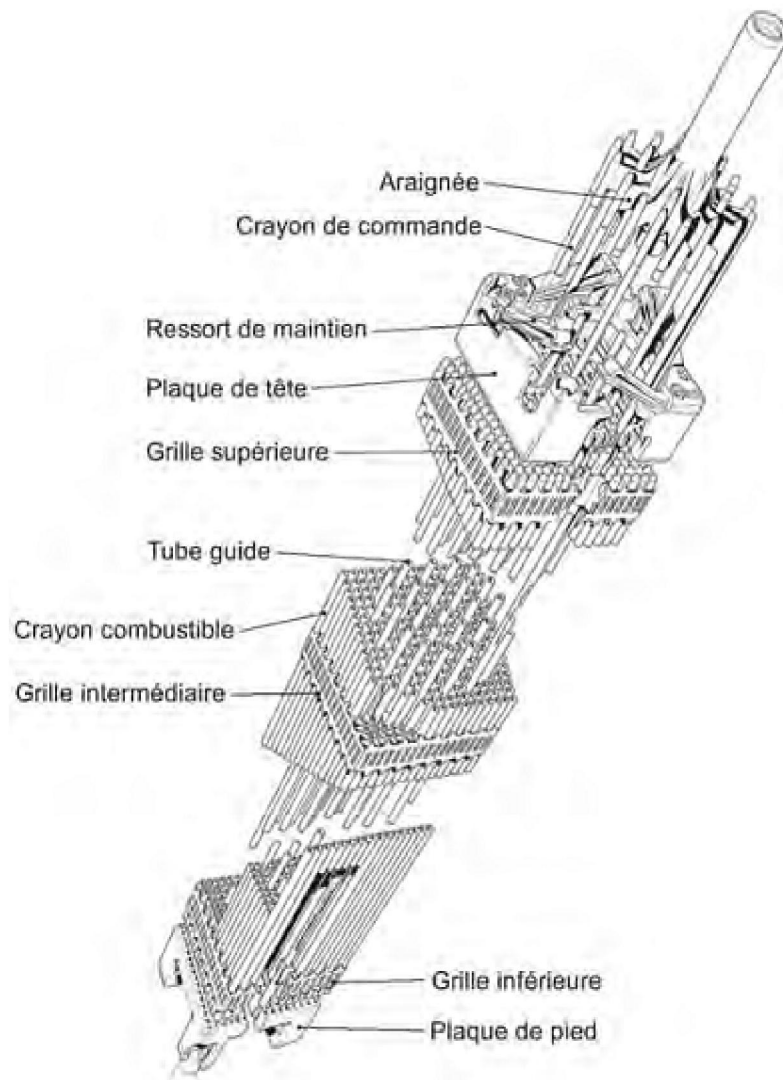


Fig. III. 3 : Assemblage 17×17d'un réacteur à eau pressurisée (EDF) [31].

Tableau III. 3 : Principales caractéristiques des réacteurs à eau pressurisée [19].

	AFA 3-G 900 MW	AFA-3G 1300MW	VVER1000
Fabricant	Fragema	Fragema	Rosatom
Type d'assemblage	carré 17×17	carré 17×17	hexagonal
Largeur d'assemblage (mm)	241.2	241.2	236
Espace inter-assemblage (mm)	2	2	2
Boitier	non	non	oui
Pas du réseau (mm)	12.6	12.6	12.75
Nombre de crayons combustibles	264	264	312
Nombre de tubes guides	24	24	18
Nombre de tubes d'instrumentation	1	1	1
Hauteur du crayon (m)	3.83	4.447	3.387
Matériau de gainage	Zircaloy 4	Zircaloy 4	Zr + 1 %Nb
Diamètre extérieur du crayon (mm)	9.5	9.5	9.1
Epaisseur de la gaine (mm)	0.53	0.53	0.69
Diamètre des pastilles (mm)	8.2	8.2	7.6
Hauteur des pastilles (mm)	15	15	30
Hauteur fissile (m)	3.66	4.27	3.35
Pression interne initiale (MPa)	2-3	2-3	3
Matériau de grille	Zircaloy	Zircaloy	Acier
Nombre de grilles	8	10	14

4.1.3 Le circuit de refroidissement

Le circuit primaire est le circuit de refroidissement du cœur. Il est composé des éléments suivants :

- La cuve qui contient le cœur
- Les générateurs de vapeur qui convertissent l'énergie apportée par le cœur en vapeur disponible pour la turbine

- Les pompes primaires qui fournissent le travail nécessaire pour assurer un bon débit de refroidissement du cœur
- Le pressuriseur qui sert au maintien et au contrôle de la pression
- Les tuyauteries de circulation de l'eau (branches chaudes et branches froides).

La configuration de l'AP-1000 est différente de celle de l'EPR. Doté uniquement de deux boucles, le réacteur AP-1000 a une branche froide dédoublée et quatre pompes. Cela permet l'utilisation de pompes de plus petite taille à rotor noyé, la réduction de la taille du circuit primaire, ainsi que la minimisation des conséquences de la perte d'une pompe ou de la rupture d'une branche froide primaire. Pour les réacteurs de type VVER, les principales différences, outre le cœur et le combustible, résident dans l'utilisation de générateurs de vapeurs horizontaux et dans les niveaux différents des branches chaudes et froides.

4.1.4 Cuve des PWR

Les cuves des différents concepts de réacteurs à eau pressurisée sont sensiblement identiques (Fig. III.4). Les différents volumes de la cuve sont les suivants :

- **L'espace annulaire** : depuis la bride de la cuve des branches froides, jusqu'au fond de cuve, bordé par les parois internes de la cuve et l'enveloppe du cœur ; l'eau y pénètre par les ajutages des branches froides et descend jusqu'au plénum inférieur
- **Le plénum inférieur** : est constitué par la partie basse de la cuve entre le fond de cuve hémisphérique et la plaque de supportage du cœur
- **Le plénum supérieur** : est constitué par l'espace entre la plaque supérieure du cœur et la bride ; les ajutages des branches chaudes débouchent dans ce plénum
- **Le dôme** : est la partie située entre le couvercle de la cuve et la plaque de supportage des tubes guides
- **Les internes supérieurs** : sont constitués essentiellement par les guides de grappes dans lesquels coulissent les grappes de commande
- **Les internes inférieurs** : comprennent les éléments de supportage du cœur, et pour les réacteurs actuels, les tubes d'instrumentation qui traversent le fond de cuve ; cette conception est abandonnée pour les réacteurs de type EPR où l'instrumentation pénètre par le couvercle de la cuve

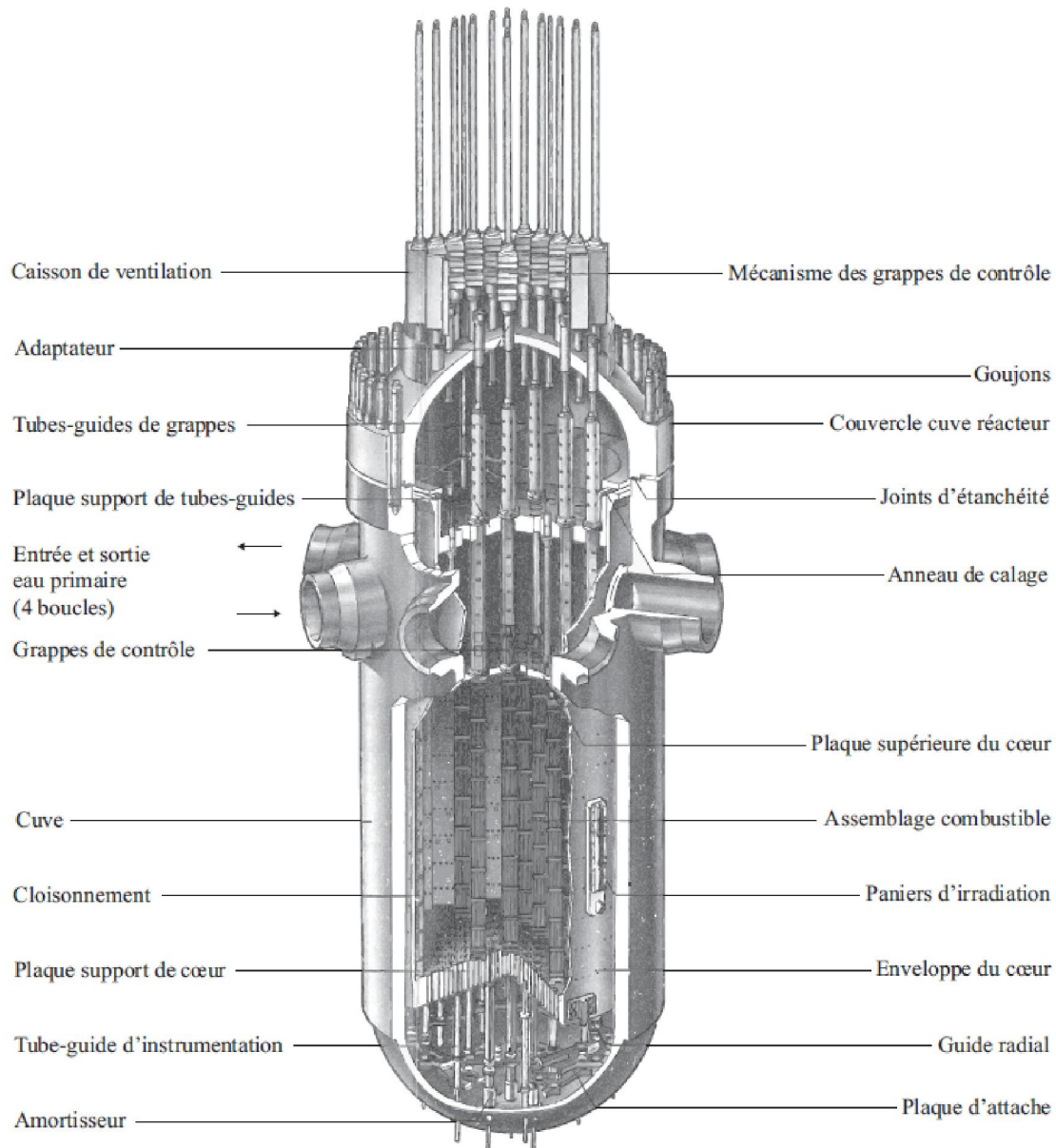


Fig. III.4 : Cuve du réacteur EPR (Areva NP) [32].

4.1.5 Générateurs de vapeur

Il y a trois types principaux de générateurs de vapeur sur les réacteurs à eau pressurisée :

Les générateurs de vapeur à tube en U :

Ils sont les GV les plus utilisés dans les différentes conceptions de PWR. Ils fonctionnent avec recirculation : l'eau froide secondaire pénètre dans le générateur de vapeur dans un espace annulaire ; elle entre dans la partie basse de l'échangeur mais elle n'est pas entièrement vaporisée à la sortie du faisceau tubulaire (environ 40 % du débit d'eau est

vaporisé). Le mélange eau-vapeur est par la suite séparé par des séparateurs de vapeur, l'eau non vaporisée est alors dirigée vers l'espace annulaire où elle se mélange avec l'eau d'alimentation. La vapeur en sortie des séparateurs subit une légère détente dans un sécheur avant de sortir en partie haute du générateur de vapeur. L'avantage de ce principe réside dans le fait que l'échange thermique dans le faisceau tubulaire est réalisé par ébullition sur les tubes. Ce mode d'échange thermique est très efficace et permet donc d'améliorer la compacité de l'échangeur.

Les réacteurs de conception Babcock et Wilcox :

Ils possèdent des générateurs de vapeur à circulation forcée et à tubes droits. Ce sont des échangeurs à contre-courant. L'eau primaire pénètre dans l'échangeur par le haut, l'eau alimentaire secondaire pénètre par le bas et se vaporise le long des tubes. La vapeur produite peut être surchauffée.

Les GV des réacteurs de conception russe VVER :

Ils sont horizontaux. L'eau primaire s'écoule dans des tubes. L'eau secondaire pénètre par le bas de l'échangeur et se vaporise le long des tubes. La vapeur est récupérée en haut de l'échangeur par une série de tuyauteries reliées à un collecteur de vapeur.

4.1.6 Les circuits auxiliaires

Ils sont représentés, ainsi que les circuits de sauvegarde, sur la figure (Fig. III.5).

Le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) :

Il a pour fonction, lors de la mise à l'arrêt normal du réacteur, d'évacuer la chaleur du circuit primaire et la puissance résiduelle du combustible, puis de maintenir l'eau primaire à basse température pendant toute la durée de l'arrêt. Le circuit RRA sert également à vidanger la piscine du réacteur après rechargement du combustible.

Le circuit de contrôle chimique et volumétrique du réacteur (RCV) :

Il permet, pendant le fonctionnement de la chaudière :

- D'ajuster le débit d'eau primaire en fonction des variations de température
- De maintenir la qualité de l'eau primaire, en réduisant sa teneur en produits de corrosion et de fission, et en injectant des produits chimiques (inhibiteur de corrosion par exemple)
- De reprendre et compenser les fuites normales des joints des pompes primaires
- De régler la concentration en acide borique.

4.1.7 Les circuits de sauvegarde

Le rôle des circuits de sauvegarde est de maîtriser et de limiter les conséquences des incidents et accidents en assurant les fonctions de sûreté suivantes :

- Maintien d'un inventaire en eau suffisant dans la cuve pour refroidir le combustible
- Evacuation de la puissance résiduelle
- Maintien de conditions dans l'enceinte assurant l'étanchéité du confinement.

Les circuits de sauvegarde sont essentiellement les circuits d'injection de sécurité (RIS), le circuit d'aspersion dans l'enceinte (EAS) du bâtiment réacteur, et le circuit d'eau alimentaire de secours des générateurs de vapeur (ASG).

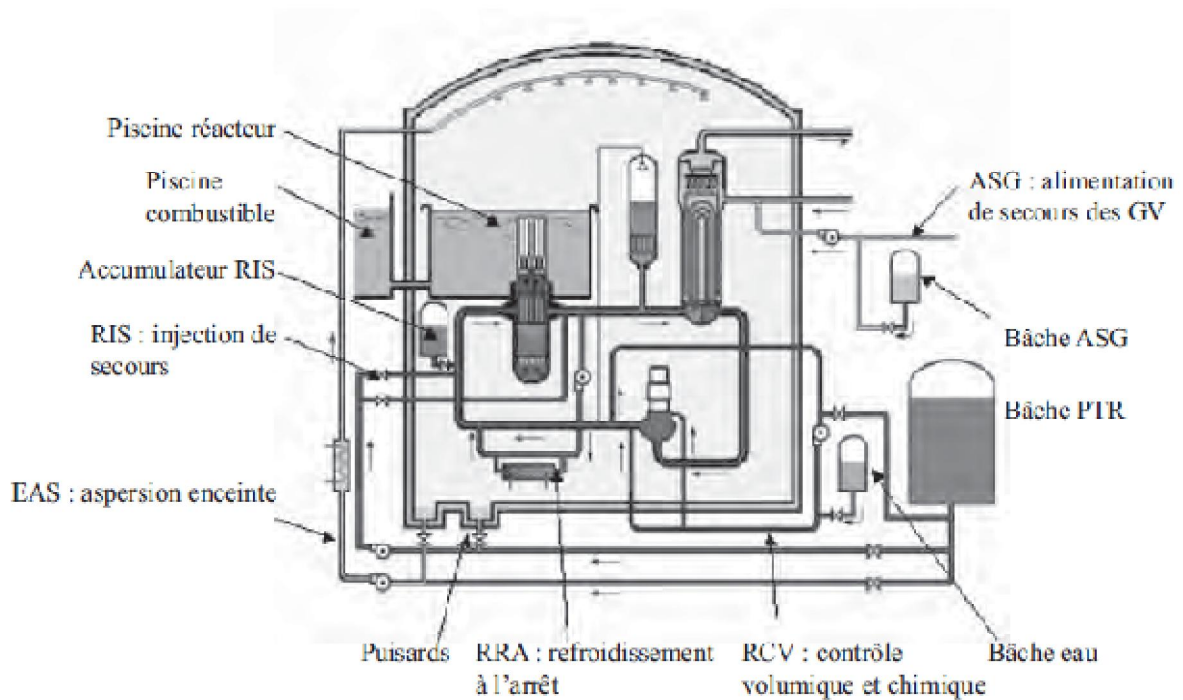


Fig. III.5 : Principaux circuits d'un réacteur à eau pressurisée [32].

4.2 Réacteurs à eau bouillante (BWR)

4.2.1 Description générale

Le Réacteur à eau bouillante (BWR) constitue le second type de réacteur le plus utilisé pour la production d'électricité. Ce réacteur, tout comme le PWR, utilise un combustible à oxyde d'uranium enrichi ou un mélange oxyde d'uranium-oxyde de plutonium (MOX).

L'eau circulant dans le cœur assure à la fois les fonctions de caloporteur et de modérateur. Le contrôle neutronique du cœur est uniquement assuré par des barres de contrôle. L'eau de refroidissement est partiellement vaporisée dans le cœur. Du fait de

l'encombrement des parties supérieures de la cuve par les séparateurs et les sécheurs, les barres de contrôle sont insérées par le bas du cœur. Alors que la conception d'ensemble des réacteurs à eau pressurisée a peu évolué depuis les premiers prototypes, les réacteurs à eau bouillante ont fait l'objet de nombreuses évolutions qui concernent à la fois le mode de fonctionnement global de l'installation, et les simplifications permanentes qui ont été apportées au circuit de refroidissement ou aux systèmes de sauvegarde.

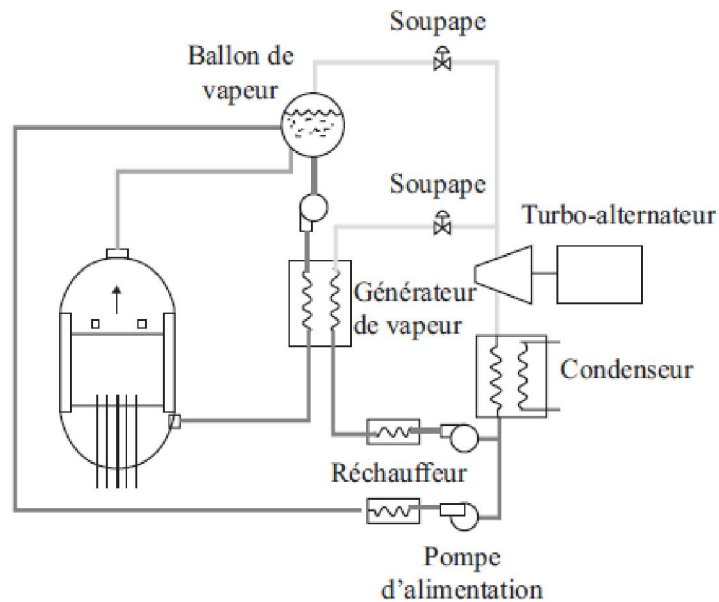


Fig. III.7 : Réacteur à eau bouillante : cycle dual.

En sortie de turbine, après condensation, l'eau était redirigée vers la cuve et le secondaire du GV. La turbine était esclave de la puissance neutronique par l'intermédiaire d'une vanne de régulation du débit vapeur du circuit secondaire.

Par la suite le principe a évolué vers plus de simplification du circuit vapeur (Fig. III.8). Seule la vapeur produite est turbinée, et la cuve a été modifiée pour permettre la recirculation de l'eau non évaporée en sortie du cœur par l'introduction de séparateurs, de sécheurs et d'un espace annulaire permettant le mélange du débit de recirculation avec l'eau d'alimentation. Afin d'améliorer le débit dans le cœur, un circuit (Fig. III.8) prélève une partie de l'eau pour la réinjecter dans le col d'une tuyère convergente-divergente appelée éjecteur. Ce principe permet un accroissement important du débit primaire, tout en ne prélevant, dans l'espace annulaire qu'une partie du débit d'eau (environ 30 %).

Les dernières versions du réacteur à eau bouillante ont conduit, dans un premier temps à remplacer les quatre boucles de recirculation par huit pompes à rotor noyé, implantées dans le

bas de la cuve (Fig. III.9). C'est le principe du S90 d'ABB qui à été repris pour l'ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) de General Electric et le SWR 1000 d'Areva-NP. Cette modification simplifie la cuve et minimise le nombre de circuits et donc la taille de l'enceinte. General Electric propose également un réacteur dont la circulation dans la cuve est entièrement en convection naturelle, l'ESBWR (Fig. III.10).

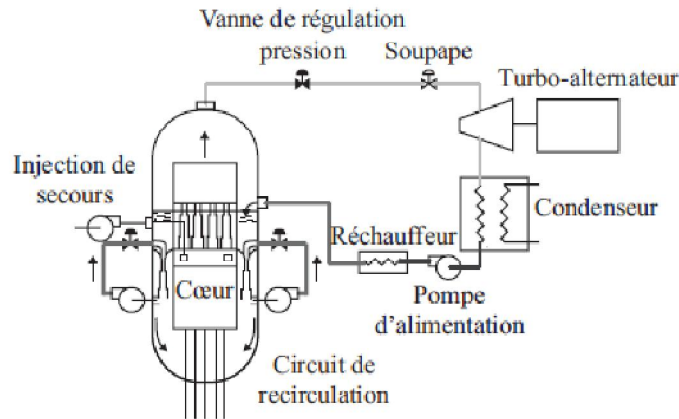


Fig. III.8. : Réacteur à eau bouillante : cycle direct (éjecteurs).

Les réacteurs à eau bouillante possèdent un double confinement : le réacteur est situé dans une première enceinte, elle-même contenue dans une seconde. De plus, plusieurs piscines jouent un rôle important dans la gestion des conséquences d'un accident de perte du fluide de refroidissement.

Le tableau III.4 résume les principales caractéristiques de quelques types de réacteurs à eau bouillante.

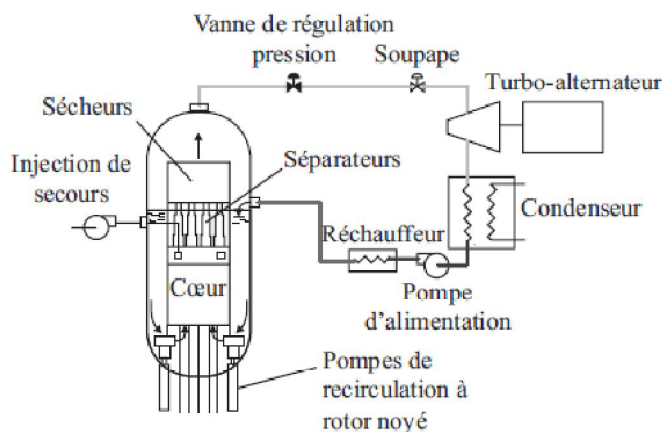


Fig. III.9 : Réacteur à eau bouillante : cycle direct (pompes de recirculation à rotor noyé).

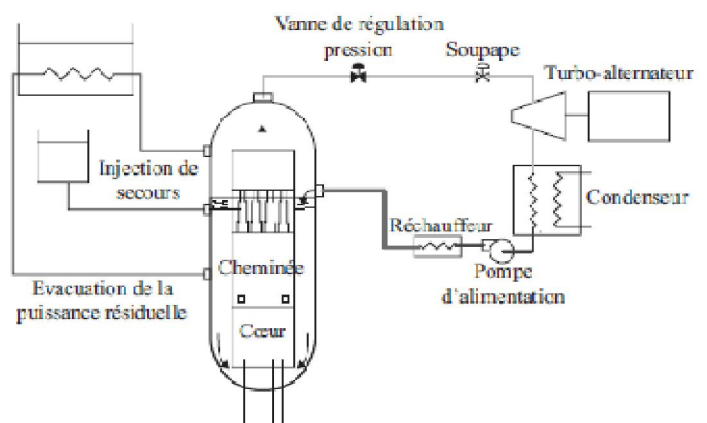


Fig. III.10 : Réacteur à eau bouillante : convection naturelle dans la cuve.

Tableau III.4 : Caractéristiques principales de différents réacteurs à eau bouillante [22].

	BWR-6	S90	ABWR	SWR1000	ESBWR
Constructeur	GE	ABB	GE	Areva	GE
Puissance électrique (MW)	841	1285	1356	1290	1350
Boucles de recirculation	2	0	0	0	0
Pompes de recirculation	2	10	10	8	0
Températures (°C)	278.0 285.0	287.0	215.5 287.4	278.0 288.0	290.0
Débit cœur (t/h)	Non disponible	Non disponible	52 500	Non disponible	Non disponible
Pression (MPa)	7	7.3	7.31	7.5	7.8
Pression admission (MPa)	6.8	7.12	7.23	7.3	7.6
Débit vapeur (t/h)				6 660	
Températures vapeur entrée turbine (°C)	268.0	287.5	288.0	289	285

4.2.2 Cœur et combustible

Le cœur des réacteurs à eau bouillante comprend un nombre important d'assemblages et de grappes de commande.

Dans un cœur de réacteurs à eau bouillante, l'eau est à la fois le fluide de refroidissement et le modérateur. Compte tenu des fortes variations de la masse volumique du fluide dues à l'ébullition dans le cœur, que l'écoulement du fluide et la répartition de puissance de fission sont relativement liées. Pour cela, la conception thermo hydraulique des cœurs et assemblages doit prendre en compte les couplages forts entre les phénomènes physiques, thermo hydrauliques et neutroniques. Les objectifs à atteindre sont principalement :

- Obtenir une répartition de puissance axiale et radiale la plus uniforme possible que ce soit à l'échelle du cœur ou à celle de l'assemblage
- Obtenir la meilleure combustion possible de la matière fissile au cours du cycle d'irradiation

- Le contrôle étant effectuée par des barres de contrôle, limiter le nombre de mouvements des barres afin de faciliter l'exploitation du réacteur
- Éviter les conditions de fonctionnement instables ou oscillantes qui peuvent résulter des instabilités des écoulements diphasiques ou du couplage neutronique thermohydraulique.

C'est pour ces raisons que la conception des cœurs et assemblages combustibles des BWR est plus complexe (tableau III.5, Fig. III.11) que celle des réacteurs à eau pressurisée. Cela se traduit, toutes choses égales par ailleurs, par :

- un nombre d'assemblages plus important, l'assemblage d'un BWR contenant moins de crayons (8×8 jusqu'à 10×10), les diamètres des crayons combustibles étant généralement plus grands
- la canalisation de l'eau de refroidissement dans les assemblages par la présence d'un boîtier permettant d'éviter les écoulements transverses inter-assemblages
- l'ajout d'un diaphragme permettant de réduire le débit d'eau à l'entrée afin de compenser la baisse de puissance neutronique en périphérie du cœur et d'avoir un taux de vaporisation équivalent dans les assemblages des couronnes externes
- la présence d'absorbants constitués par des barres cruciformes qui coulissent entre quatre assemblages
- la diminution de l'enrichissement des crayons périphériques, voire l'ajout de crayons contenant un poison consommable (Gd_2O_3 -Er) pour compenser l'excès de réactivité lié à la lame d'eau inter-assemblages
- la variation de l'enrichissement des pastilles en fonction de l'élévation afin de compenser la variation de réactivité liée à la variation axiale de la masse volumique du modérateur, et ainsi mieux répartir la puissance dans le crayon combustible.

Tableau III.5 : Caractéristiques de l'assemblage d'un réacteur à eau bouillante [19].

Pas du réseau (mm)	16.25
Nombre de crayons	62
 Tubes d'instrumentation	2
Nombre de grilles	6
Matériau de gainage	Zircaloy 2
Diamètre extérieur du crayon (mm)	12.54
Epaisseur de la gaine (mm)	0.81
Diamètre des pastilles (mm)	10.6
Hauteur fissile (m)	3.76

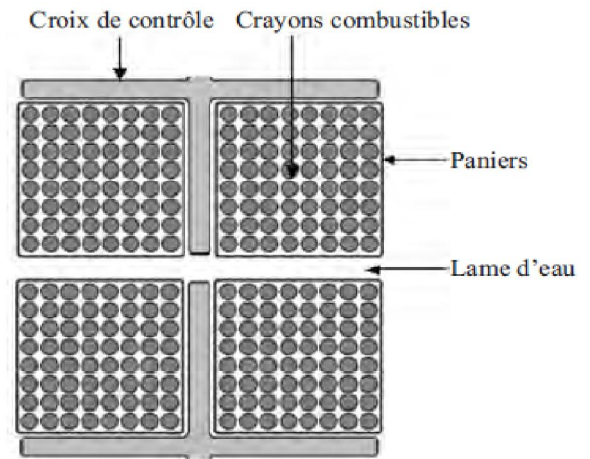


Fig. III.11 : Arrangement des combustibles et barres de commande dans un cœur de réacteur à eau bouillante [19].

4.2.3 La cuve

La cuve d'un réacteur à eau bouillante contient, outre le cœur, les structures nécessaires à la séparation et au séchage de la vapeur. L'eau d'alimentation pénètre à mi-hauteur et se mélange dans un espace annulaire à l'eau à saturation provenant des séparateurs. Selon le concept des réacteurs, dans la partie basse de la cuve, on trouvera soit des boucles de recirculation et des éjecteurs (Fig. III.12), soit des pompes à rotor noyé situées dans le fond de cuve, soit encore aucun dispositif de circulation pour les réacteurs fonctionnant en convection naturelle.

4.2.4 L'enceinte de confinement des réacteurs à eau bouillante

Du fait de l'absence de circuit secondaire, le confinement d'un BWR est très différent de celui des réacteurs à eau pressurisée. Pour assurer le confinement des matières radioactives en situation de fonctionnement accidentelle, les problèmes que pose le BWR sont les suivants: En cas d'accident pouvant conduire à une détérioration de la première barrière, il faut éviter que des matières radioactives soient transférées hors de l'enceinte par le circuit vapeur ou la tuyauterie d'alimentation en eau. Mais si l'on isole le réacteur du circuit vapeur et d'alimentation, on ne dispose plus d'un moyen d'extraction de la puissance résiduelle.

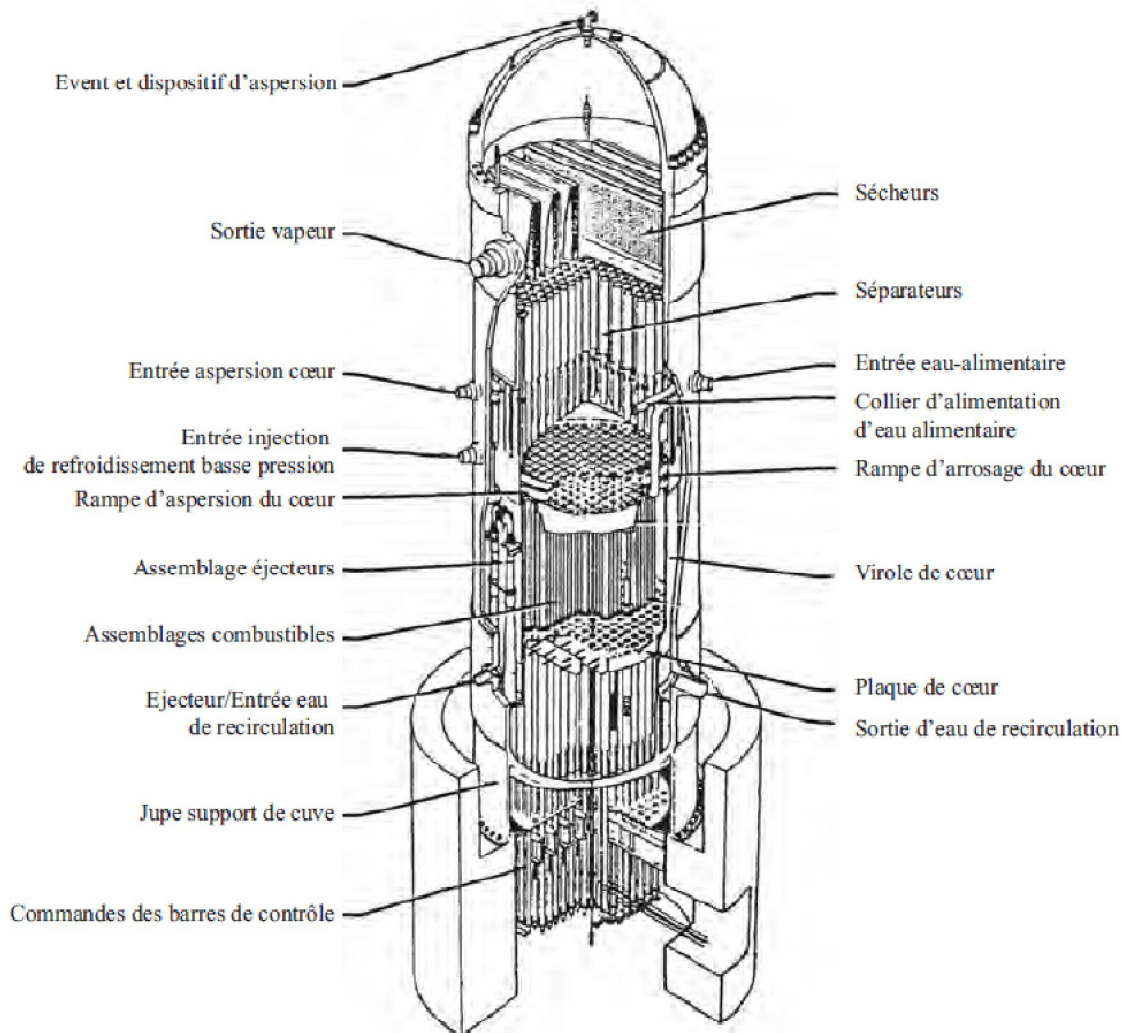


Fig. III.12 : Cuve d'un réacteur BWR-6 (General Electric) [24].

Les fonctions de l'enceinte sont donc d'assurer le confinement des matières radioactives et de contenir les moyens d'évacuation de la puissance résiduelle. Ces fonctions sont identiques à celles que tout réacteur sûr doit assurer. Mais le mode de réalisation de ces fonctions est très différent dans les BWR en comparaison avec les PWR.

Sur un réacteur à eau bouillante, on va utiliser de manière importante l'inertie que procure une grande masse d'eau. Pour cela, on dispose de nombreuses piscines qui auront pour but d'emmagasiner l'énergie présente dans le réacteur et la puissance résiduelle.

Le confinement est composé de deux enceintes. Le réacteur est protégé par une première enceinte qui initialement était en acier mais a évolué vers un confinement interne en béton précontraint. La seconde, l'enceinte externe, est principalement destinée à protéger le réacteur des agressions externes et sert aussi de barrière ultime de confinement en cas de détérioration

de la première, ou lorsque celle-ci est ouverte notamment pendant les opérations de déchargement et rechargement du combustible.

4.2.5 Les circuits de sauvegarde

Le principal circuit de sauvegarde (Fig. III.13) est constitué par le circuit de refroidissement de secours qui a pour objectif d'évacuer la puissance résiduelle des crayons combustibles en cas de perte d'accident de réfrigérant. Compte tenu du nombre important d'équipements dans le bas de la cuve, et notamment les circuits de recirculation. Pour prendre en compte cette éventualité, l'injection de secours s'effectue dans les internes supérieurs entre le cœur et les séparateurs par un tore d'aspersion. Le cœur est donc renoyé et refroidi par le haut.

Le système de dépressurisation rapide est destiné, en condition accidentelle, à éviter la fusion du cœur pressurisée. Il est constitué par une soupape à ouverture commandée et d'une tuyauterie qui permet la décharge de la vapeur dans les piscines de suppression de pression par des buses situées dans le fond des piscines. Un tel système est prévu également dans les PWR du futur (EPR, AP1000). Le troisième circuit de sauvegarde est un circuit d'évacuation de la puissance résiduelle. Il est constitué d'un circuit en convection naturelle situé dans la partie haute de la cuve. La source froide permettant la condensation de la vapeur est constituée d'échangeurs immergés dans des piscines placées dans la partie haute de l'enceinte.

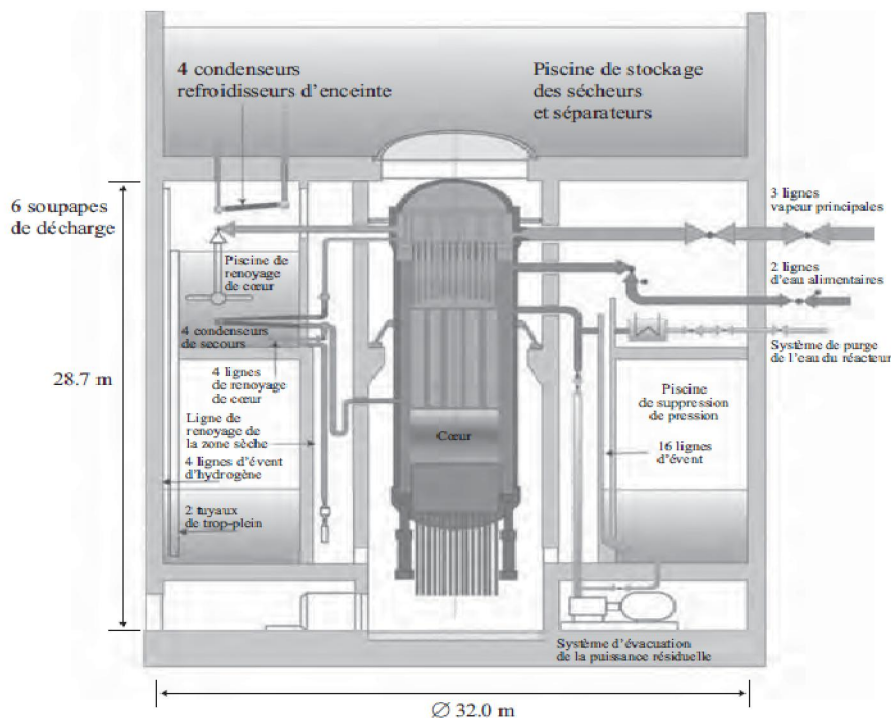


Fig. III.13 : Systèmes de sauvegarde du SWR 1000 (Areva NP) [32].

4.3 Réacteurs à gaz à haute température (HTGR)

4.3.1 Description générale

Les réacteurs à haute température (HTGR) ont été développés dans les années 1970, en continuation des filières de réacteurs, modérés au graphite, refroidis au gaz (CO_2) et à uranium naturel ou légèrement enrichi pour:

- Améliorer le rendement thermodynamique en augmentant la température de fonctionnement du réacteur,
- Améliorer la conception neutronique du cœur en utilisant de l'uranium enrichi,
- Rendre ces réacteurs plus sûrs en éliminant les possibilités d'accident lié à l'introduction d'eau dans le cœur.

Le premier point a conduit à changer le fluide réfrigérant, le CO_2 se dissociant chimiquement à haute température. L'hélium, du fait de sa bonne conductivité thermique et de sa non-réactivité chimique, fut le bon candidat pour atteindre cet objectif. Il a cependant une faible masse volumique et une faible capacité thermique massique. Cela a conduit à une élévation de température importante dans le cœur et à des vitesses de circulation élevées pour assurer une bonne évacuation de la puissance du réacteur. La température de fonctionnement du réacteur se situe aux environs de 750°C . Pour le futur on cherche à augmenter cette température afin de disposer d'hélium aux environs de 1000°C .

Si le cœur reste modéré au graphite, il bénéficie du développement d'un nouveau concept de combustible fait de particules d'un diamètre d'environ 1 mm : la particule TRISO. Cette particule combustible, composée d'un noyau d'oxyde d'uranium enrichi entouré de diverses couches de carbone, de graphite et de carbure de silicium, a pour propriétés de confiner les gaz de fission, et de résister à de très hautes températures (supérieures à $3\ 000^\circ\text{C}$) avant de relâcher les matières radioactives. Elle constitue donc une excellente barrière pour le confinement des matières radioactives. Elle est directement intégrée dans le graphite du modérateur soit sous forme de boulets, soit sous forme de compacts (pastilles) qui seront intégrés à l'intérieur de blocs de graphites hexagonaux. Le cœur est généralement de forme cylindrique avec un réflecteur graphite au centre. Le contrôle de la réactivité est effectué par des barres d'absorbant situées en périphérie du cœur.

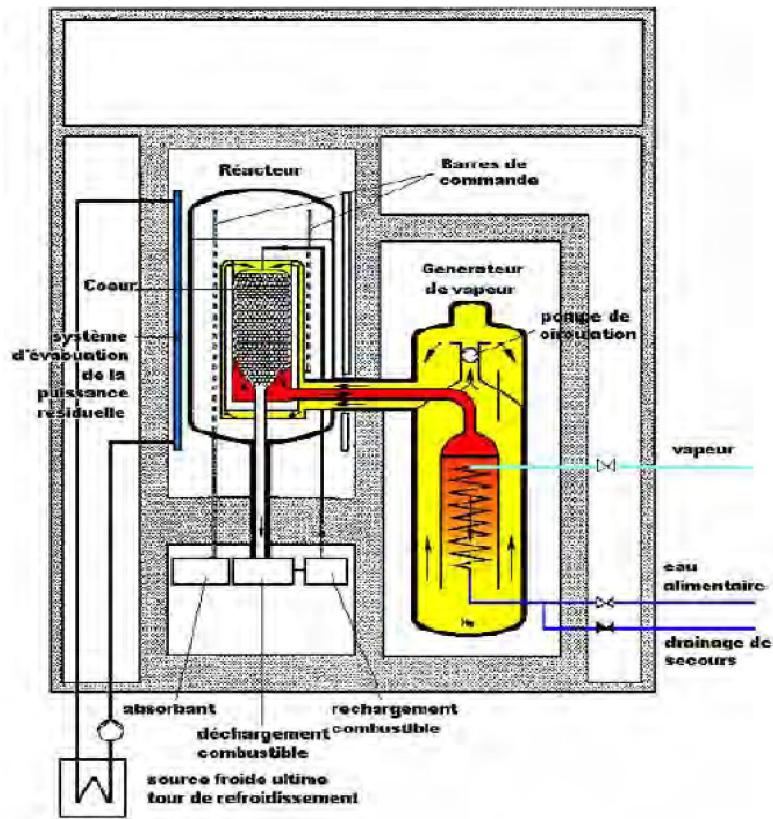


Fig. III.14 : Principe de fonctionnement d'un réacteur à haute température à cycle indirect [19].

L'introduction d'eau dans un réacteur modéré au graphite peut conduire à un excès de réactivité et, à haute température, à la combustion du graphite. Cela contraint fortement la conception du réacteur. Les premiers concepts sont dotés de générateurs de vapeur. Pour éviter l'introduction d'eau, ceux-ci sont placés en-dessous du niveau cœur. Un tel positionnement de la source froide interdit tout refroidissement en convection naturelle, notamment en cas de perte des pompes de circulation. Ces réacteurs sont donc conçus pour pouvoir évacuer la puissance résiduelle du cœur sans que, pour cela, il soit nécessaire de faire circuler un fluide réfrigérant dans le cœur. La puissance est évacuée par conduction thermique à travers le graphite et la cuve du réacteur, la cuve étant refroidie soit par convection naturelle avec l'air environnant, soit par rayonnement vers des panneaux refroidis en périphérie de la cuve.

Pour cela on profite de l'importance de l'inertie thermique qui est donnée par le massif de graphite modérateur, de la faible puissance volumique de ce type de cœur et bien sûr de la capacité de la particule TRISO à confiner les matières radioactives à de hautes températures.

La contrepartie payée à ces avantages réside dans la faible puissance volumique du réacteur auquel conduit un tel mode d'évacuation de la puissance résiduelle, qui limite aujourd'hui les puissances installées à environ 325 MW_e [29].

4.3.2 Cycle thermodynamique d'un réacteur HTGR

Initialement le réacteur HTGR était couplé par l'intermédiaire d'un générateur de vapeur à un circuit secondaire produisant de l'énergie mécanique à partir d'un cycle de Rankine classique. Le haut niveau de température du primaire permettait d'obtenir un rendement thermodynamique aux environs de 40 %.

Le développement des turbines à gaz permet d'envisager pour le futur l'utilisation de ces réacteurs en cycle direct (cycle de Brayton) : c'est le concept de GT-MHR (Gas Turbine Modular Helium Reactor) et ainsi améliorer le rendement thermodynamique jusqu'au environ 50 %.

Il faut noter que l'énergie mécanique de mise en circulation l'hélium froid à basse pression est fournie directement par des turbopompes (Fig. III.15) haute pression alimentées par l'hélium sortant du réacteur avant que celle-ci soit utilisée par la turbine à gaz couplée à l'alternateur afin de produire de l'électricité. L'échangeur-régénérateur permet de refroidir l'hélium à la sortie de la turbine tout en réchauffant l'hélium avant son entrée dans le cœur. Ce système minimise l'échange thermique avec la source froide et améliore ainsi le rendement du cycle.

Un deuxième principe permet d'améliorer le rendement de l'installation en minimisant la montée de température pendant la phase de compression par les turbopompes : il consiste à ajouter un second échangeur entre les deux turbopompes.

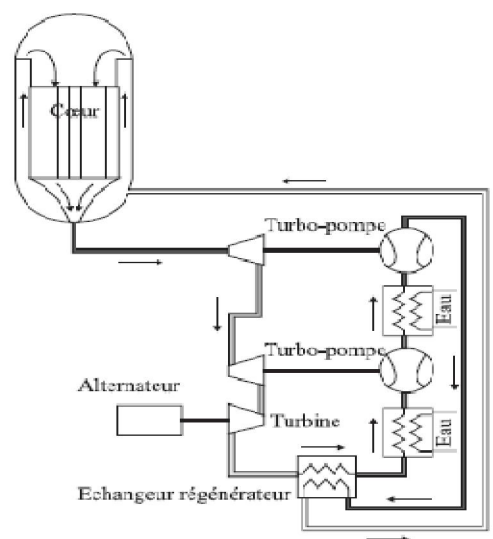


Fig. III.15 : Cycle thermodynamique d'un réacteur de type GT-MHR [19].

Le réacteur HTGR peut être également utilisé pour sa capacité à fournir de l'énergie à haute température et notamment pour fournir la chaleur nécessaire aux procédés thermochimiques permettant la production d'hydrogène à haute température (900 °C).

4.3.3 Cœur et combustible

Les principaux avantages du réacteur HTGR résident dans la conception de son combustible. Celui-ci est en effet conçu pour :

- résister à de hautes températures,
- éviter le rejet des gaz de fission y compris pendant les séquences accidentelles,
- faire en sorte que la puissance résiduelle puisse être évacuée sans recours à la circulation d'un fluide dans le cœur.

La conception de base du combustible d'un réacteur à haute température est la particule TRISO. Cette particule est constituée d'un noyau de matière fissile (oxyde ou carbure d'uranium enrichi) de 100µm entourées de différentes couches de matériaux à fonctionnalités différentes. La couche de carbone pyrolytique à basse densité, très poreuse, permet le confinement des gaz de fission au fur et à mesure de la combustion des matériaux fissiles. L'étanchéité de la particule est réalisée par une couche de carbone pyrolytique à haute densité qui résiste à la pression des gaz de fission. Afin d'éviter la migration des produits de fission vers la couche de carbone haute densité, les deux couches sont séparées par une couche de carbure de silicium. Ces particules sont insérées dans une matrice de graphite de forme sphérique ou cylindrique.

Le cœur est cylindrique. Le centre du cœur ainsi que la rangée périphérique sont composés d'éléments en graphite ne contenant pas de combustible constituant ainsi le réflecteur.

En fonctionnement normal, la température des particules ne dépasse pas 1600°C. En condition accidentelle, la limite imposée est celle liée à la bonne tenue du confinement des matières radioactives à l'intérieur des particules. Celle-ci est liée notamment à la tenue de la couche de carbure de silicium que l'on considère comme satisfaisante jusqu'à une température de 2400°C.

4.3.4 Le circuit de refroidissement

Le réacteur HTGR est conçu de telle sorte que l'hélium froid dont la température est comprise entre 100°C et 500°C circule le long de l'enveloppe externe du circuit primaire et limite ainsi les contraintes thermiques sur la seconde barrière de confinement. L'hélium chaud circule donc dans les parties centrales du circuit primaire. La jambe reliant la cuve du réacteur

à l'ensemble turboalternateur est donc constituée de deux tuyauteries concentriques, l'hélium chaud circulant dans la tuyauterie la plus interne.

Les principales caractéristiques thermiques des deux concepts de réacteur à haute température sont données au tableau III.6.

Tableau III.6 : Caractéristiques du cycle d'un réacteur à haute température à cycle direct [19, 30].

	PBMR	GT MHR
Puissance électrique (MW)	180	325
Rendement thermique	40%	40%
Type de combustible	boulets	Prismatique
Matériau combustible	UO ₂	Oxy-carbure d'uranium
Enrichissement	8.5 %	14 %
Pression réacteur (MPa)	7	7
Température chaude hélium (°C)	900	850
Température accidentelle maximale du combustible (°C)	1650	1800

5 Analyse économique des réacteurs à neutrons thermiques

5.1 Introduction

Le taux de croissance de la consommation d'électricité actuel en Algérie dépasse les 6%, et si on envisage à long terme un projet d'installation d'une centrale nucléaire pour la production d'électricité, il serait préférable de planifier pour une centrale dont la puissance dépasse les 1 000 MW.

Les réacteurs CANDU utilisent l'eau lourde comme modérateur qui absorbe moins de neutrons, mais lorsque c'est le cas, elle produit du tritium radioactif qui présente un grand danger, en plus le coût de l'eau lourde est très élevé et le cœur des CANDU est de grande taille et très complexe, pour ces raisons le CANDU ne représente pas la meilleure alternative. Le HTGR a un bon rendement thermique mais son inconvénient principal réside dans sa puissance limitée qui ne dépasse pas les 325 MW. Les réacteurs à eau légère (LWR) qui regroupent les PWR et BWR représentent actuellement le meilleur type des centrales thermonucléaires grâce à leur simplicité et leur sûreté prouvées durant les derniers 40 ans. Les réacteurs de la troisième génération de type LWR, et qui ont eu leurs certifications,

offrent jusqu'à 60 ans de service, la puissance produite est de 600 à 1600MW, le combustible utilisé peut fournir jusqu'à 65MWj/kg, leur rendement thermique varie de 30 à 39%, et la durée de construction des installations varie de 39 à 50 mois [13].

Les coûts d'investissement des centrales thermonucléaires de la 3^{ème} génération (III et III⁺) varient d'un type à un autre, d'un constructeur à un autre et d'un site à un autre. C'est pour cela qu'il est difficile d'estimer le coût réel de l'installation. Le coût d'investissement peut subir une hausse importante à cause des inflations imprévisibles sur le dollar pendant la longue durée de construction qui reste l'une des barrières majeures des centrales nucléaires. Le tableau suivant donne les puissances et les coûts du kW installé sans intérêts, donnés par les constructeurs et qui restent très bas en comparant avec les coûts réels [20], des réacteurs commerciaux de la troisième génération de type PWR et BWR.

Tableau III. 7 : Types, puissances et coût de kW installé des réacteurs de la troisième génération [24, 25, 26, 27].

Réacteur	ABWR	ESBWR	APWR	AP1000	VVER1200
Constructeur	GE-Hitachi-Toshiba	GE	Mitsubichi Heavy Industries	Westinghouse	Gidropress
Génération	III	III	III	III ⁺	III
Type	BWR	BWR	PWR	PWR	PWR
Puissance électrique	1356	1590	1538	1150	1200
Coût du kW installé, à 0%	1700 USD/kW	2000 USD/kW	1500 USD/kW	1200 USD/kW	2100 USD/kW

Un des paramètres qui caractérisent les performances d'un réacteur nucléaire est le facteur d'efficacité (la disponibilité en %). Ce facteur varie entre 75 et 85% pour les réacteurs de la dernière génération (III et III⁺).

L'attraction de base de l'énergie nucléaire a été dès le début due à ses bas coûts du combustible comparé, sur le marché international, au charbon, au pétrole et même au gaz. L'uranium, cependant, doit être transformé, enrichi et fabriqué en éléments combustibles (pastilles), et la moitié du coût total est réservé à l'enrichissement et à la fabrication. Des allocations doivent également être faites pour la gestion du combustible usé (combustible recyclable et déchets).

5.2 Surcoûts à considérer pour une installation nucléaire éventuelle en Algérie

L'installation éventuelle d'une centrale nucléaire en Algérie, pourrait induire des surcoûts (investissements, exploitation et combustible) élevés par rapport aux coûts appliqués dans les pays de production de cette technologie qui ont une longue expérience dans ce domaine. Ces surcoûts seraient imputables à :

- La forte demande en termes de construction des centrales nucléaires dans le monde (33 réacteurs actuellement en construction et 94 prévus) avec le nombre limité des constructeurs (Areva, Westinghouse, GE, ABB, GIdropress,...).
- Cette forte demande est concentrée sur les réacteurs à eau légère (PWR et BWR).
- Tous les équipements principaux sont fabriqués dans des pays industrialisés, donc un surcoût de transport et des intérêts.
- Manque des bureaux d'études nationaux spécialisés dans ce domaine. Toutes les études seront faites par un bureau d'études international.
- La grande partie des terrains littoraux (les centrales nucléaires demandent une source froide importante car elles sont équipées par turbines fonctionnant avec de la vapeur saturée) sont des zones II (a ou b) et III sauf la wilaya de Tlemcen (zone I), ce qui exige une construction équipée des systèmes antisismiques.
- La construction et l'exploitation des centrales nucléaires exigent une main d'œuvre hautement qualifiée. Donc un surcoût de formation de personnel spécialisé, soit à l'étranger ou bien par l'ouverture d'un institut nationale d'énergie nucléaire.
- La prise en charge des nombreux contrôleurs que pourrait désigner et exiger l'Agence Internationale d' Energie Atomique (AIEA).
- L'importation du combustible enrichi et fabriqué à l'étranger, sachant que nos réserves ne représentent que 0.6% des réserves mondiales et la moitié du coût total du combustible est réservé à l'enrichissement et à la fabrication.
- La disposition des déchets nucléaires

5.3 Coût de production du kWh

Pour le calcul de coût de production de kWh par une centrale nucléaire de 1200 MW, et vu les multiples variantes et barrières citées en dessus on supposera trois scénarios faible, moyen et fort. Les résultats des calculs sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau III. 8 : Résultats de calcul économique d'une centrale thermonucléaire de troisième génération.

Catégories de coût	faible	Moyen	Fort
Coût du kW installé	2000 USD	3000 USD	4000 USD
Taux d'actualisation	8%	9%	10%
Durée de vie	60 ans	50 ans	40 ans
Facteur de capacité	90%	88%	85%
Rendement thermique	38%	35%	32%
Burn-up de l'uranium	65 MWj/kg	60 MWj/kg	55MWj/kg
Production électrique/kg	592,8 MWh/kg	504MWh/kg	422,4MWh/kg
Coût de combustible/kg	2000USD/kg	2250USD/kg	2500USD/kg
Coût du combustible/kWh	0,0034 USD	0,0045 USD	0,0059 USD
Coût d'investissement	0,042 USD	0,067 USD	0,090 USD
Coût d'exploitation	0,01 USD	0,012 USD	0,015 USD
Coût de production de kWh	0,0554 USD	0,0835 USD	0,1109 USD
1USD=80DA	4,432 DA	6,680 DA	8,872 DA

6 Conclusion

Le coût minimum de production du cycle thermonucléaire de l'hypothèse faible est de 4.432DA/kWh, obtenu pour un rendement de 38%, un burn-up de 65MWj/kg et taux d'actualisation de 8%.

On remarque dans l'histogramme suivant et pour les trois scénari que le coût d'investissement prend la plus grande partie du coût de production, étant donné que la centrale thermonucléaire est de réalisation plus complexe et plus volumineuse ; sa construction demande un capital élevé et demande une longue durée de réalisation qui peut aller jusqu'à 60 mois.

On remarque aussi que le coût d'exploitation prend une partie non négligeable du coût de production, car la centrale thermonucléaire demande plus d'effectifs. Il faut ajouter à ça les nombreux coûts externes en amont et en aval du cycle (préparation du combustible, retraitement des déchets ...).

Le coût du combustible ne représente qu'une petite portion du coût de production, et il reste toujours l'attraction de base de l'énergie nucléaire.

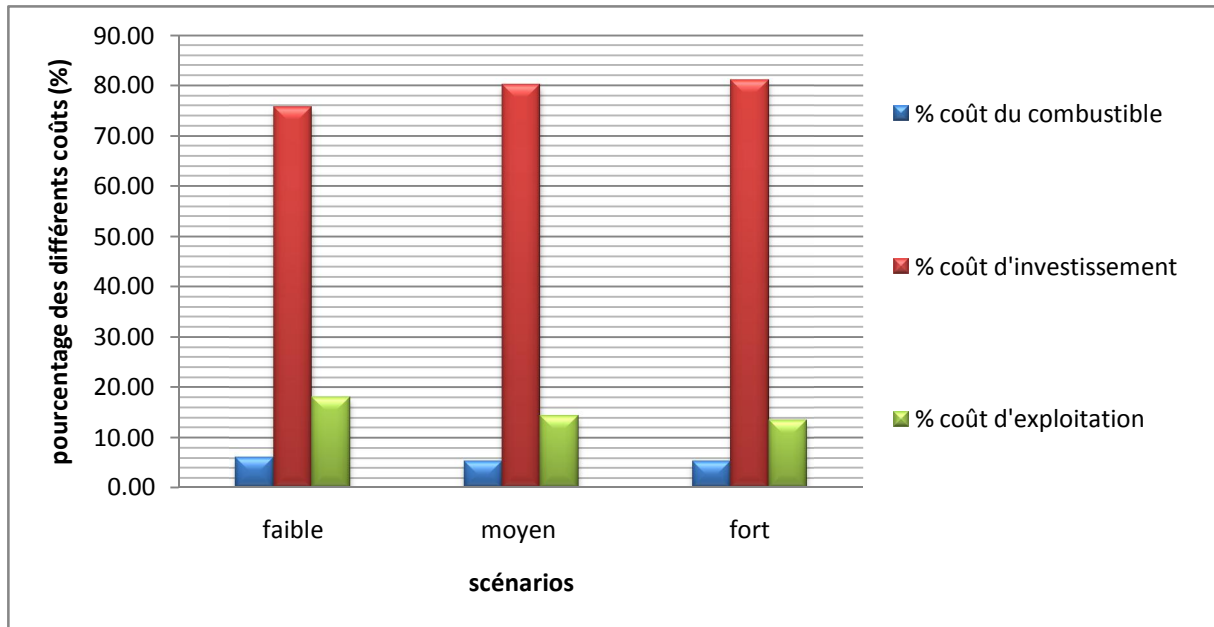


Fig. III.16 : Evolution des pourcentages des différents coûts suivant les trois scénarios pour un cycle thermonucléaire.

CHAPITRE IV : CONCLUSION GENERALE

Le but de cette étude était l'analyse technico-économique des cycles combiné et thermonucléaire dans le contexte énergétique de notre pays afin de déterminer et comparer les coûts de production de kWh de chaque filière.

Dans cette étude et en premier lieu on a constaté que le cycle combiné a connu un grand avancement technologique en termes de puissance, de rendement, de consommation spécifique et de disponibilité. Pour des raisons économiques les coûts d'installation des centrales à cycle combiné ont augmenté sensiblement dans cette dernière période ; et malgré le prix bas du gaz naturel qui est appliqué dans le marché national, ce surcoût d'installation a induit une augmentation considérable sur le coût totale de production du kWh.

En deuxième lieu on a fait une étude technique et économique des réacteurs thermonucléaires de génération III et III⁺ de type PWR, BWR et HTGR dans le but d'analyser la compétitivité de ces derniers dans le domaine de la production d'électricité en Algérie et on a constaté que :

Sur le volet technique et sécuritaire :

Le nucléaire civil en général et les centrales électronucléaires en particulier se trouvent à la croisée des chemins car les réacteurs actuels, dont un nombre important sont encore en service, sont de la deuxième génération et en fin de leur vie opérationnelle. Les réacteurs dits de générations III et III⁺ représentent plus une évolution qu'une révolution par rapport aux précédents et n'entreront pas en service que d'ici 3 ans ou plus. Une autre incertitude, les centrales de génération IV qui sont regardées par les spécialistes dans le domaine comme la technologie du 21^{ème} siècle ne sont pas encore sorties des cartons des bureaux d'études à travers le monde et leur déploiement d'après les constructeurs n'est prévu qu'à l'horizon de 2030 pour les prévisions les plus optimistes. Ces centrales de génération IV qui sont basées sur des concepts révolutionnaires offriront en particulier tout un registre de verrous de sécurité empêchant la reproduction d'accidents dits sévères ; ainsi la renaissance du nucléaire ne pourra faire un retour gagnant dans le domaine de la production d'énergie si et seulement si les futurs réacteurs s'avéraient concluants. Mais pour l'heure actuelle et même à moyen terme, nous en sommes encore loin. Il serait prudent pour l'Algérie d'attendre que les options technologiques des centrales nucléaires du futur soient concrètement éprouvées.

Sur le volet économique :

On a constaté que le coût de production du kWh par les centrales nucléaires n'est encore compétitif en le comparant avec celui des centrales à cycle combiné sauf pour le cas où notre gaz naturel se vendrait à 10 USD/MMBTU et plus. Une raison supplémentaire demeure la grande incertitude sur l'investissement réel à consentir ainsi que les autres contraintes géopolitiques auxquelles il faudra bien mettre un prix.

Sur le volet stratégique et politique :

A ce jour, les commandes qui sont en construction avancée sont peu nombreuses (33 réacteurs sont actuellement en construction dans le monde) ; l'Allemagne est pourtant associée à la construction du futur EPR (European Pressurized Reactor) par l'intermédiaire de la coopération franco-allemande « AREVA » n'a pas encore pris une décision pour l'installer sur son territoire.

Le rechargement périodique de la centrale en combustible nucléaire constitue une contrainte majeure qui n'est pas à l'abri de changements politiques des pays fournisseurs ou de prix drastiques même si les contrats prévoient en général des arbitrages internationaux classiques.

On peut constater que notre pays est riche en gisements gaziers avec plus de 60 ans de réserves de gaz naturel au rythme actuel de production dont 75% sont aujourd'hui exportés. Notre pays serait bien avisé de suivre l'exemple de l'Allemagne et d'autres pays européens comme l'Italie et l'Espagne qui ont écarté au moins pour le moyen terme la technologie électronucléaire actuelle en optant pour les centrales à cycle combiné [18]. Ces pays sont déjà parmi les plus importants acheteurs de gaz algérien. Le bon sens commande que notre pays maintienne sa politique d'électrification par des centrales à cycle combiné pour satisfaire le besoins croissants en énergie électrique à long terme. Bien entendu, l'Algérie aura le devoir de mettre à profit cette période de gestation de la technologie électronucléaire pour former des ingénieurs et des chercheurs capables de prendre en charge notre futur développement dans le domaine de la maîtrise de la technologie nucléaire.

REFERENCES

- [1] Jean-Marie MONTEIL, "Centrale à cycle combiné Théorie, performances, modularité", Techniques de l'ingénieur, BE 8905.
- [2] M. Bouikni, "Mémoire de projet de fin d'étude Analyse thermodynamique du cycle combiné intégrant une unité de gazéification", Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Juin 1998.
- [3] Jean-Marie MONTEIL, "Centrale à cycle combiné Composants potentiels", Techniques de l'ingénieur, BE 8906.
- [4] Gordon J. Van Wylen et Richard E. Sonntag, "Thermodynamique appliquée", 2^{ème} édition, Editions du Renouveau Pédagogique. Inc. Montréal (Québec), 1981.
- [5] Levent Ersoy, "Rapport d'essai de performance Tranche N°1 de SKH", Lersoy enerji Istanbul, Turquie, Mars 2009.
- [6] Jean-Marie MONTEIL, "Centrale à cycle combiné Fonctionnement, exploitation, exemple", Techniques de l'ingénieur, BE 8907.
- [7] La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz CREG, "Programme indicatif des besoins en moyen de production d'électricité 2008-2017", www.mem-algeria.org
- [8] Claude BOLARD et Jean-Pierre METZ, "Production d'énergie électrique à partir des combustibles fossiles", Techniques de l'ingénieur, B 1250.
- [9] Th. MARGOULOVA, "Les centrales nucléaires", Deuxième édition, Editions MIR, Moscou, 1983.
- [10] BP, "Table of proved natural gas reserves 2009", www.bp.com/statisticalreview
- [11] AIEA/OCDE, "Observatoire de l'énergie", 2006.
- [12] WNA Report, "The new economics of nuclear power", 2009.
- [13] Mohamed S. El-Genk. On the introduction of nuclear power in Middle East countries: Promise, strategies, vision and challenges. Energy Conversion and Management 49 (2008) 2618-2628.

- [14] US DOE, "New commercial reactor designs and energy information administration", United States Department of Energy, 2007.
<http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/page/nucleactors/bwr.html>
- [15] US DOE, "International energy outlook 2007", Report N° DOE/EIA-0484, 2007.
[http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2007\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2007).pdf)
- [16] IAEA, "Nuclear power reactors in the world", reference data Series N°2, International Atomic Energy Agency, 2007 Edition, 2007.
- [17] BABUSIAUX, "Économie de l'énergie", Institut français du pétrole.
- [18] PLUVIOSE Michel, "Conversion d'énergie par turbomachines", Ellipses Editions Marketing S.A, Paris, 2005.
- [19] Jean-Marc DELHAYE, "Thermohydraulique des réacteurs", Institut national des sciences et techniques nucléaires, EDP Sciences, France, 2008.
- [20] Northwest Power and Conservation Planning Council, "Nuclear Power Plant Planning Assumptions", October 2008.
- [21] IAEA, "Studies of Advanced Light Water Reactor Designs", IAEA TECDOC Series N°1391, 2004.
- [22] Jim Harding, "Economics of New Nuclear Power and Proliferation Risks in a Carbon-Constrained World", Nonproliferation Policy Education Center, June 2007.
- [23] Commissariat à l'Énergie Atomique CEA, "les centrales nucléaires dans le monde", France, Edition 2009.
- [24] GE Energy.2007.
http://www.gepower.com/prod_serv/products/nuclear_energy/en/new_reactors/abwr.htm
- [25] GE Energy. 2007.
http://www.gepower.com/prod_serv/products/nuclear_energy/en/new_reactors/esbwr.htm

- [26] World nuclear association, "Nuclear power reactors", 2007.
<http://www.worldnuclear.org/info/inf32.html>
- [27] Westinghouse. AP1000.2007. <http://www.westinghousenuclear.com/AP1000/index.shtm>
- [28] Eric Goncalvès et Jean-Paul Thibault, "Cycles thermodynamiques des machines thermiques", Institut National Polytechnique de Grenoble INPG, Octobre 2006.
- [29] Labar MP, Shenoy AS, Simon WA and Campbell EM, "Status of the GT-MHR for electricity production", Proceedings of annual symposium of the world nuclear association, London, United Kingdom, 2003.
- [30] Weil J, "Pebble-bed design returns", IEEE Spectrum: 37–40, November 2001.
- [31] Commissariat à l'énergie atomique CEA, "L'énergie nucléaire du futur : quelles recherches pour quels objectifs", CEA Saclay et Groupe Moniteur (Éditions du Moniteur), Paris, 2005.
- [32] AREVA N-P, 2005.
http://www.aveva-np.com/common/liblocal/docs/Brochure/EPRallemand_26p_en.pdf

ANNEXE A : Corrélations de la chaleur spécifique des gaz parfaits [4]

TABLE A.10E Constant-Pressure Specific Heats of Various Ideal Gases (English Units)

$C_{p,u} = \text{kJ/kmol K}$		$\theta = T(\text{Kelvin})/100$	
Gas		Range K	Max. Error %
N ₂	$\bar{C}_{p,u} = 39.060 - 512.79\theta^{-1.5} + 1072.7\theta^{-2} - 820.40\theta^{-3}$	300-3500	0.43
O ₂	$\bar{C}_{p,u} = 37.432 + 0.020102\theta^{1.5} - 178.57\theta^{-1.5} + 236.88\theta^{-3}$	300-3500	0.30
H ₂	$\bar{C}_{p,u} = 56.505 - 702.74\theta^{-0.75} + 1165.0\theta^{-1} - 560.70\theta^{-1.5}$	300-3500	0.60
CO	$\bar{C}_{p,u} = 69.145 - 0.70463\theta^{0.75} - 200.77\theta^{-0.5} + 176.76\theta^{-0.75}$	300-3500	0.42
OH	$\bar{C}_{p,u} = 81.546 - 59.350\theta^{0.25} + 17.329\theta^{0.75} - 4.2660\theta$	300-3500	0.43
NO	$\bar{C}_{p,u} = 59.283 - 1.7096\theta^{0.5} - 70.613\theta^{-0.5} + 74.889\theta^{-1.5}$	300-3500	0.34
H ₂ O	$\bar{C}_{p,u} = 143.05 - 183.54\theta^{0.25} + 82.751\theta^{0.5} - 3.6989\theta$	300-3500	0.43
CO ₂	$\bar{C}_{p,u} = -3.7357 + 30.529\theta^{0.5} - 4.1034\theta + 0.024198\theta^2$	300-3500	0.19
NO ₂	$\bar{C}_{p,u} = 46.045 + 216.10\theta^{-0.5} - 363.66\theta^{-0.75} + 232.550\theta^{-2}$	300-3500	0.26
CH ₄	$\bar{C}_{p,u} = -672.87 + 439.74\theta^{0.25} - 24.875\theta^{0.75} + 323.88\theta^{-0.5}$	300-2000	0.15
C ₂ H ₄	$\bar{C}_{p,u} = -95.395 + 123.15\theta^{0.5} - 35.641\theta^{0.75} + 182.77\theta^{-3}$	300-2000	0.07
C ₂ H ₆	$\bar{C}_{p,u} = 6.895 + 17.26\theta - 0.6402\theta^2 + 0.00728\theta^3$	300-1500	0.83
C ₃ H ₈	$\bar{C}_{p,u} = -4.042 + 30.46\theta - 1.571\theta^2 + 0.03171\theta^3$	300-1500	0.40
C ₄ H ₁₀	$\bar{C}_{p,u} = 3.954 + 37.12\theta - 1.833\theta^2 + 0.03498\theta^3$	300-1500	0.54

Source: From T. C. Scott and R. E. Sonntag, University of Michigan, unpublished 1971, except C₂H₄, C₃H₈, and C₄H₁₀ from K. A. Kobe, *Petroleum Refiner*, 28, No. 2, 113 (1949).

ANNEXE B : Perte de puissance dans le générateur électrique [5]

