

Table des matières

Liste des figures	11
Liste des tableaux	13
Liste des abréviations	15
Préambule	16
<u>Partie 1 : Cadre général du projet d'étude des options de développement d'un parc de production de l'électricité de la Tunisie</u>	17
1. Introduction	18
1.1 Contexte et objectif de l'étude	18
1.2 Organisation de l'étude	18
1.3 Description générale de la méthodologie	19
1.4 Organisation du rapport	21
2. Description du secteur électro-énergétique du pays	22
2.1 Organisation du secteur	22
2.2 Parc existant de production de l'électricité	22
2.3 Installation et déclassement décidés d'unités de production	23
2.4 Capacités disponibles à la suite des installations et déclassements décidés	24
<u>Partie 2 : La prévision de la demande future de l'énergie électrique en tenant compte des différents coûts.....</u>	27
3. Prévision de la demande future en électricité	28
3.1 Méthodologie de prévision utilisée	28
3.2 Principales hypothèses pour la prévision de la demande	28
3.2.1 Description qualitative des scénarios	28
3.2.2 Hypothèses de la croissance démographique	28
3.2.3 Hypothèses de la croissance économique et de changement de la structure de l'économie	30
3.2.4 Hypothèse relatives à la demande future d'énergie du secteur industrie	32
3.2.5 Hypothèse relatives aux futures caractéristiques du secteur des ménages (Milieux urbain et Rural).....	32

3.2.6 Hypothèse relatives au développement du secteur des services	33
3.2.7 Hypothèses relatives au développement du secteur transport.....	34
3.3 Projection de la demande d'électricité	35
3.3.1 Analyse de la projection de la demande d'électricité par secteur	35
3.3.2 Caractéristiques de la courbe de charge de la STEG.....	37
3.3.3 Projection des modèles de charges électriques.....	42
4. Prévision des prix des combustibles fossiles et nucléaires	43
5. Coût externes des technologies de production de l'énergie électrique	45
Partie 3 : Description des différentes options de développement d'un parc de production d'électricité.....	54
6. Technologies de production de l'énergie électrique.....	55
6.1 Option de développement du parc de production.....	55
6.1.1 Le charbon.....	55
6.1.2 Le nucléaire	55
6.1.3 Les énergies renouvelables.....	56
6.1.4 Le gaz naturel	57
6.2 Analyse de (Screening) des options de développement du parc de production	58
6.3 Analyse coût-bénéfice (coût nivélé de production) des options de développement du parc de production	60
7. Programmes de développement à moindre coût du parc de production de l'électricité.....	71
7.1 Le modèle WASP	71
7.2 Hypothèses des analyses WASP	71
7.3 Résultats des analyses WASP	73
7.4 Le programme de développement optimal	74
Partie 4 : Analyse comparative des options de développement du parc de production de l'électricité retenu à l'aide de l'outil 'WASP' avec la vision de l'état à l'horizon 2030... 	54
8.1 Introduction	79
8.2 Position du problème et mise en situation.....	79
8.3 La politique énergétique en Tunisie	79
8.4 Motivation de cette étude	80
8.4.1 Le nucléaire	81
8.4.2 Le charbon	81
8.4.3 Les énergies renouvelables.....	83

8.5 La tendance vers les énergies alternatives.....	84
8.6 Les contraintes relatives aux ressources hydrocarbures.....	84
8.7 La stratégie énergétique ambitieuse en Tunisie	85
8.8 Le plan solaire Tunisien, composante majeure de la stratégie énergétique	85
8.9 Analyse stratégique du secteur solaire Tunisien	87
8.10 Mise en œuvre de la stratégie du secteur solaire Tunisien	88
8.11 La conduite à la mise en place du programme solaire Tunisien	88
8.12 Le programme de développement du parc de production en énergies renouvelables pour la période (2016 – 2031)	89
Conclusion générale	96
Annexe 1 Valeurs des paramètres techniques et économique de l’unité nucléaire.....	98
Annexe 2 Valeurs des paramètres techniques et économique de l’unité à charbon.....	100
Annexe 3 Valeurs des paramètres techniques et économique de l’unité à cycle combiné	102
Annexe 4 Valeurs des paramètres techniques et économique de la turbine à gaz	104
Références bibliographiques	106

Liste des figures

Figure 1. 1: Organigramme de l'étude	19
Figure 1. 2: La méthodologie de la première partie de l'étude	20
Figure 2. 1: Répartition de la puissance développable du parc de production	21
Figure 2. 2: Evolution de la puissance développable des différentes technologies du parc de production de la Tunisie	26
Figure 2. 3: Réseau de transport interconnecté de la boucle méditerranéenne	26
Figure 3. 1: Evolution de la répartition des parts du PIB par secteur (%) entre le passé et le futur	31
Figure 3. 2: Courbe de charge par saison du jour ouvrable.....	37
Figure 3. 3: Courbe de charge pour un jour ouvrable de l'hiver.....	38
Figure 3. 4: Courbe de charge pour un jour férié de l'hiver.....	38
Figure 3. 5: Courbe de charge pour le jour ouvrable du printemps.....	39
Figure 3. 6: Courbe de charge pour le jour férié du printemps	39
Figure 3. 7: Courbe de charge pour le jour ouvrable de l'été.....	40
Figure 3. 8: Courbe de charge pour le jour férié de l'été	40
Figure 3. 9: Courbe de charge pour le jour ouvrable de l'automne.....	41
Figure 3. 10: Courbe de charge pour le jour férié de l'automne	41
Figure 4. 1: Prévisions du prix du gaz naturel faites par différentes organisations	44
Figure 4. 2: Le cycle du combustible nucléaire.....	45
Figure 4. 3: Quantité annuelle d'uranium naturel nécessaire pour un réacteur nucléaire	46
Figure 4. 4: Structure du coût du combustible nucléaire.....	46
Figure 4. 5: Comparaison des prix des combustibles fossiles	47
Figure 4. 6: Comparaison des prix du charbon vapeur et du combustible nucléaire (historiques et prévisionnels)	47
Figure 5. 1: Coûts externes totaux des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie (\$ / MWh).....	51
Figure 5. 2: Coûts externes (effet des GHG uniquement) des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie (\$/MWh).....	53

Figure 6. 1: Coûts de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice, variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles	64
Figure 6. 2: Structure du coût nivèle de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien	65
Figure 6. 3: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice	68
Figure 6. 4: Structure du coût de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production	68
Figure 6. 5: Coûts de production, sans externalités, des options de développement du parc de production tunisien	69
Figure 6. 6: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des options de développement du parc de production tunisien	70
Figure 7. 1: Fenêtre de saisie des données d'entrées du logiciel WASP.....	73
Figure 7. 2: La puissance du parc de production tunisien, sans tenir compte des énergies renouvelables.....	74
Figure 7. 3: La puissance du parc de production tunisien en tenant compte des énergies renouvelables.....	76
Figure 7. 4: Organisation de la production électrique	77
Figure 8. 1: Le gisement solaire Tunisien	80
Figure 8. 2: Bilan disponibilités utilisations gaz à l'horizon 2030.....	83
Figure 8. 3: Opportunités et défis pour le développement des énergies renouvelables	86

Liste des tableaux

Tableau 2. 1: Evolution de la puissance développable des différentes technologies du parc de production de la Tunisie (Période 2016 – 2031)	25
Tableau 3. 1: Evolution de la croissance démographique pour le scénario de référence	29
Tableau 3. 2: Evolution de la population pour les trois scénarios.....	29
Tableau 3. 3: Projection du taux de croissance de PIB par scénario.....	30
Tableau 3. 4: Projection des parts du PIB par secteur à l'horizon 2031	31
Tableau 3. 5: Consommation de l'électricité de l'électroménager dans le secteur des ménages (KWh / ménage / an)	33
Tableau 3. 6: Part des employés dans le secteur des services (%)	34
Tableau 3. 7: Intensité énergétique des usages spécifiques de l'électricité du secteur des services (KWh / \$).....	34
Tableau 3. 8: Demande de l'électricité par secteur (GWh).....	35
Tableau 3. 9: Demande finale de l'électricité (GWh)	36
Tableau 3. 10: Projections de la demande d'électricité pour le scénario sde référence (y compris les pertes dans les réseaux de transport et distribution)	42
Tableau 4. 1: Calcul du coût du combustible nucléaire avec les prix typiques.....	46
Tableau 4. 2: Variantes de l'évolution du prix du gaz naturel	48
Tableau 4. 3: Variantes de l'évolution du prix du charbon vapeur	48
Tableau 4. 4: Variantes de l'évolution du prix du combustible nucléaire.....	49
Tableau 5. 1: Coûts externes totaux des technologies existantes et futures de production de l'électricité en Tunisie (\$ / MWh).....	50
Tableau 5. 2: Coûts externes (effet des GES uniquement) des technologies existantes et futures de production de l'électricité en Tunisie (\$ / MWh).....	52
Tableau 6. 1: Critères de sélection de la taille de l'unité nucléaire en fonction de la taille du système électrique	56
Tableau 6. 2: Données d'entrée pour les analyses de 'Screening', variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles	59
Tableau 6. 3: Coûts de production des options de développement du parc de production tunisien par une analyse de « Screening », variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles.....	60

Tableau 6. 4: Paramètres techniques et économiques des options de développement du parc de production tunisien analysées par la méthode coût-bénéfice	61
Tableau 6. 5: Coûts de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice.....	63
Tableau 6. 6: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice	67
Tableau 7. 1: Les données d'entrée du logiciel WASP pour toutes les options de développement du parc de production tunisien	72
Tableau 7. 2: Programme de développement optimal du parc de production	75
Tableau 8. 1: La prévision du plan solaire Tunisien à l'horizon 2030.....	86
Tableau 8. 2: Programme proposé des réalisations du PV en MW (2016 – 2030)	90
Tableau 8. 3: Programme proposé des réalisations du CSP en MW (2016 – 2030)	90
Tableau 8. 4: Programme proposé des réalisations de la biomasse en MW (2016 – 2030)....	90
Tableau 8. 5: Programme proposé des réalisations de l'éolienne en MW (2016 – 2030).....	91
Tableau 8. 6: Programme proposé des réalisations de toutes les options renouvelables en MW (2016 – 2030)	91
Tableau 8. 7: Programme de développement du parc de production pour la période (2016 – 2031) retenu par simulation sur « WASP »	93
Tableau 8. 8: Programme de développement du parc de production pour la période (2016 – 2030) à partir des énergies renouvelables	94
Tableau 8. 9: Programme de développement du parc de production à partir des énergies renouvelables par rapport au programme de développement à partir du (charbon, nucléaire et gaz)	95

Liste des abréviations

ACM	Agriculture, Construction et Mines
AIEA	Agence Internationale de l'Energie Atomique
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie
BP	British Petroleum
CO2	Dioxyde de carbone
CPC	Carthage Power Company
DGE	Direction Générale de l'Energie
DEP	Direction des Etudes et de la Planification (de la STEG)
DT	Dinars Tunisien
EIA	Energy Information Administration (du Département de l'Energie des Etats-Unis)
ELMED	Projet de production de l'électricité en Tunisie destinée aux marchés tunisien et italien
EPIC	Entreprise publique à caractère industriel et commercial
GES	Gaz à effet de serre
GPL	Gaz Propane Liquéfié
HT	Haute Tension
INS	Institut National de la Statistique
IPP	Indépendant Power Producer (producteur indépendant)
MAED	Model for Analysis of the Energy Demand
MI	Ministère de l'Industrie
MDCI	Ministère de Développement et de la Coopération Internationale
PCE	Projet de la Centrale Electronucléaire (de STEG)
PIB	Produit Intérieur Brut
PV	Photovoltaïque
PWR	Pressurised Water Reactor
REP	Réacteur à Eau Pressurisée
SEEB	Société d'Électricité d'El Bibane
SO2	Dioxyde de soufre
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
TA	Taux d'actualisation
TG	Turbine à gaz
WASP	Wien Automatic System Planning

Préambule

Le présent mémoire se propose d'évaluer les différentes options de développement en mix-énergie du parc de production de l'électricité de la Tunisie. Il s'inscrit dans le cadre d'un projet pour faire une étude de faisabilité technico-économique afin d'implanter d'autres centrale de production de l'électricité en Tunisie. Ce projet d'étude est motivé principalement par une production limitée des hydrocarbures et une demande croissante en électricité dont les coûts sont en croissance.

Ce projet est réalisé par une équipe mixte de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) regroupant des membres de l'équipe du Projet Centrale Electronucléaire et de la Direction des Etudes et de la Planification avec notamment la collaboration de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA).

La méthodologie adoptée dans ce projet repose sur deux étapes. La première concerne l'élaboration de la prévision de la demande nationale d'électricité en utilisant le modèle MAED (Model for Analysis of the Energy Demand) de l'AIEA. La deuxième étape consiste à évaluer, d'une manière optimale, le programme d'équipement en moyens de production de l'électricité pour différents scénarios, grâce notamment à l'usage de l'outil WASP (Wien Automatic System Planning) de l'AIEA, tout en mettant en compétition plusieurs technologies, tout particulièrement, celles des énergies renouvelables, du charbon et du nucléaire.

Cette étude comporte trois parties présentant :

- La diversification et la description générale de la méthodologie des sources de production de l'électricité dans le pays.
- La description du secteur électro-énergétique tunisien
- L'élaboration des paramètres technico-économiques des différentes technologies de production de l'électricité.
- Les prévisions des prix des combustibles fossiles et nucléaires des centrales candidates.
- L'évaluation des coûts externes des différentes technologies de production de l'électricité.
- La méthodologie et les résultats de la deuxième phase de cette étude relatifs à l'évaluation, d'une manière optimale, le scénario de développement des moyens de production de l'électricité.

**Partie 1 : Cadre général du projet
d'étude des options de développement
d'un parc de production de l'électricité
de la Tunisie**

1. Introduction

1.1. Contexte et objectifs de l'étude

Sur décision du Président de la République, la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) a été chargée, en collaboration avec le Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique, de réaliser une étude de faisabilité technico-économique pour l'implantation d'une centrale électronucléaire en Tunisie. Cette décision est motivée principalement par les facteurs suivants:

- Une demande croissante en électricité à un taux annuel moyen de 5%.
- Une production nationale limitée des hydrocarbures et une évolution rapide des prix affectant sensiblement le coût du kWh.
- Une faible part du combustible nucléaire par rapport au coût global du kWh produit.
- Une diversification des sources d'approvisionnement pour une meilleure sécurité énergétique.
- Une réduction des émissions des gaz à effet de serre (GES).
- Le développement de l'industrie nationale et la création d'emploi.

Ainsi, une étude est lancée pour fixer la stratégie à moyen et long terme de la Tunisie en matière électro-énergétique. Les objectifs de cette étude visent à :

- Effectuer une analyse détaillée du développement du parc de production de l'électricité en mix-énergie.
- Effectuer une analyse de la compétitivité de l'énergie nucléaire en comparaison avec d'autres sources de production d'électricité.
- Effectuer une analyse de la compétitivité des énergies renouvelables en comparaison avec des sources de production d'électricité à base du nucléaire et du combustible fossile.

Ce mémoire analysera, par différentes méthodes, les technologies candidates, particulièrement celle du nucléaire, pour la production à moindre coût de l'électricité en Tunisie tout en satisfaisant la demande totale en électricité. Il comporte les résultats relatifs à l'optimisation du parc de production de l'électricité pour différents scénarios.

1.2. Organisation de l'étude

L'étude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie est réalisée par une équipe mixte de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG). Elle est constituée de membres du Projet de la Centrale Electronucléaire (PCE) et de la Direction des Etudes et de la Planification (DEP). Le Département de la Demande de l'Electricité à la (DEP) a travaillé sur les parties relatives à la planification énergétique du pays et les prévisions de la demande de l'électricité à l'horizon 2031. Cette planification est réalisée avec le modèle MAED (Model for Analysis of Energy Demand) de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA). Le Département de la Planification des Moyens de Production, quant à lui, a réalisé les simulations des différents scénarios relatifs au programme de développement à moindre coût du parc de production. Ces simulations ont été effectuées en

utilisant le modèle WASP (Wien Automatic System Planning) de l'AIEA. L'équipe du PCE a participé à l'étude des différents paramètres technico-économiques des centrales nucléaires et à la coordination des différentes tâches de cette étude. Signalons que dans ce cadre un consultant externe, expert auprès de l'AIEA, a été mandaté par la STEG pour l'élaboration des données relatives aux options technologiques des énergies renouvelables et la prévision à long terme des coûts des combustibles fossile et nucléaire.

Il est à noter que durant les différentes phases de cette étude, l'équipe STEG a collaboré avec des experts de l'AIEA de manière continue.

La Figure suivante présente l'organigramme des entités qui ont participé à l'élaboration de l'étude.

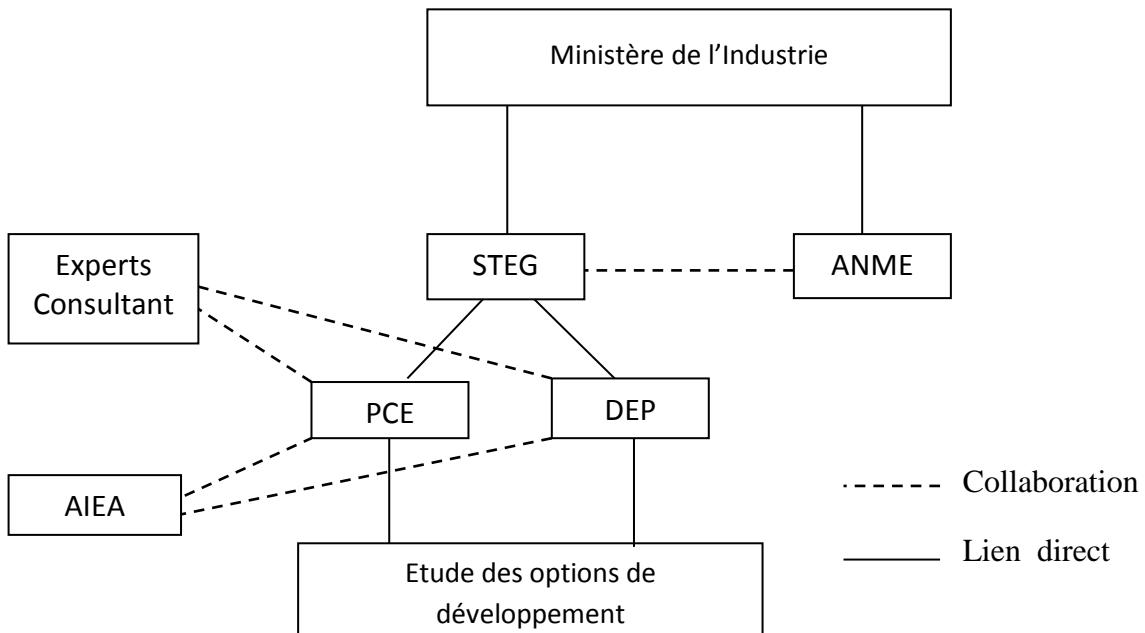


Figure 1.1 : Organigramme de l'étude

1.3. Description générale de la méthodologie

La méthodologie adoptée dans cette étude s'articule autour de la démarche utilisée pour l'élaboration des données relatives à la prévision de la demande d'électricité (Phase 1) et la stratégie suivie pour aboutir à un développement optimal des moyens de production de l'électricité (Phase 2). Nous décrivons dans ce qui suit la méthodologie relative à chaque phase.

La première phase de cette étude nécessite l'analyse rétrospective de la consommation en vue d'élaborer la projection de la demande énergétique. Elle a été basée sur le modèle MAED.

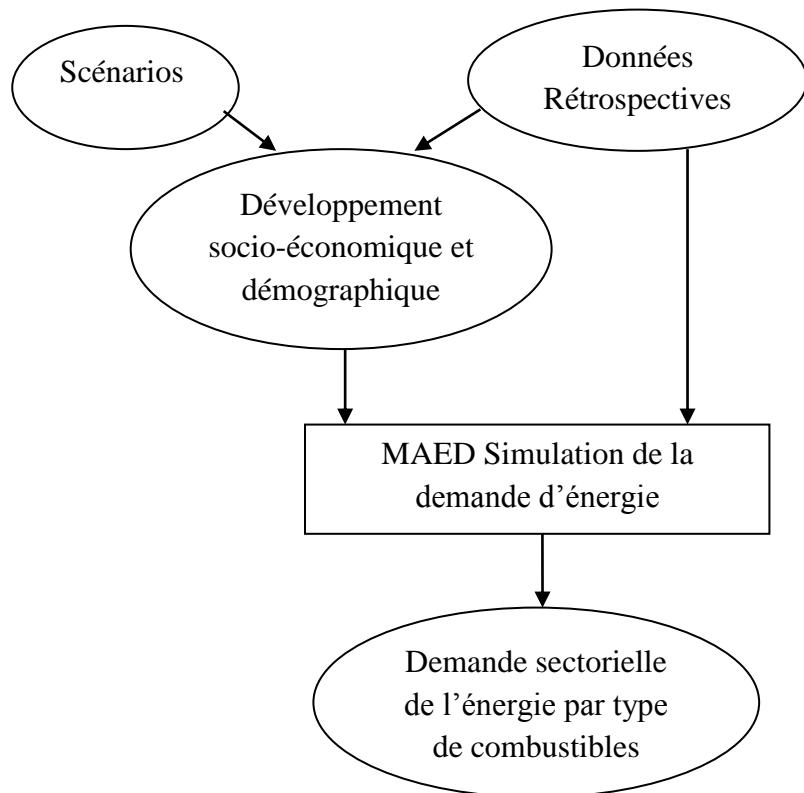


Figure 1.2 : La méthodologie de la première partie de l'étude

« Le modèle MAED évalue la demande future en énergie sur la base de scénarios de développement socio-économique, technologique et démographique du pays à moyen et long terme. Le modèle relie de manière systématique la demande spécifique d'énergie, pour produire différents biens et services identifiés dans le modèle, aux facteurs économiques, sociaux et technologiques correspondants qui affectent cette demande. La demande d'énergie est désagrégée en un grand nombre de catégories d'utilisations finales, chacune correspondant à un service donné ou à la production d'un bien donné. La nature et le niveau de la demande de biens et de services sont fonction de plusieurs facteurs déterminants, parmi lesquels la croissance de la population, le nombre de personnes par ménage, le nombre d'appareils électroménagers utilisés par les ménages, la mobilité des habitants et leurs préférences pour différents modes de transport, les priorités nationales en termes de développement de certaines industries ou de certains secteurs économiques, l'évolution des rendements des différents types d'équipements consommateurs d'énergie, la pénétration de nouvelles technologies (exemple : la climatisation) ou formes d'énergies dans le marché etc. Les évolutions attendues de ces facteurs déterminants, qui constituent des éléments des «scénarios», sont spécifiées par l'utilisateur d'une manière exogène » [1].

[1] Modèle pour l'analyse de la demande d'énergie (MAED-2) Manuel d'utilisation - p:3, IAEA.

En effet, les services, les ménages, le transport et l'industrie (incluant les secteurs agriculture, construction, mines et industries manufacturières) représentent des catégories principales dans la consommation énergétique et ces dernières sont en augmentent de jours en jours.

La deuxième phase de cette étude consiste à élaborer une stratégie (hypothèses et modèles) permettant d'évaluer les options de développement du parc de production d'électricité en Tunisie. Elle utilise les résultats de la première phase comme « input » de l'outil WASP. Ce dernier définit une production d'électricité « optimale » respectant certaines contraintes à définir au préalable comme la disponibilité limitée de combustibles, les exigences en matière de fiabilité du système, etc. Il explore toutes les séquences possibles d'augmentation de la capacité du système de production de l'énergie électrique capable de satisfaire la demande tout en répondant aux exigences en matière de fiabilité du système. Il prend en considération tous les coûts associés aux centrales de production existantes et nouvelles, à la capacité de réserve et à l'électricité dédiée à leur fonctionnement.

Par ailleurs, un consultant (expert auprès l'AIEA) a été associé au choix de certains paramètres technico-économiques des modèles considérés, comme l'étude de l'évolution des prix des combustibles, le choix des technologies des énergies renouvelables à considérer dans le modèle mix-énergie de la Tunisie ainsi que l'évaluation des externalités.

1.4. Organisation du rapport

Outre l'introduction générale et la conclusion générale, ce mémoire comporte trois grandes parties. La première partie représente le cadre général du projet, où on trouve la description du secteur électro-énergétique tunisien tout en présentant le parc existant de la production de l'électricité ainsi que les nouvelles installations décidées et les déclassements programmés. Dans la deuxième partie, nous abordons la prévision de la demande future en électricité en exposant la méthodologie adoptée et les hypothèses considérées pour obtenir les projections de la demande de l'électricité. Les prévisions des prix des combustibles fossiles et nucléaires sont présentées aussi. Dans cette partie, on évalue les coûts externes des différentes technologies de production de l'électricité. La troisième partie présente les analyses utilisées pour élaborer le programme optimal de développement du parc de production de l'électricité en Tunisie : La modélisation des options de développement, analyses coût-bénéfice et, tout particulièrement, les analyses d'optimisation à l'aide du modèle WASP. Un programme de développement optimal est représenté à la fin de cette partie.

2. Description du secteur électro-énergétique du pays

2.1. Organisation du secteur

Le secteur électrique est placé sous la tutelle du ministère en charge de l'énergie, actuellement le Ministère de l'Industrie (MI). Le suivi du secteur est assuré par la Direction Générale de l'Énergie (DGE) et plus précisément par la Direction de l'Electricité et de la Maîtrise de l'Energie au sein du Ministère de l'Industrie. L'Etat tunisien a confié toute la filière (production, transport et distribution de l'électricité) à la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG). La STEG est une entreprise publique à caractère industriel et commercial (EPIC) dotée de la personnalité civile et de l'autonomie financière. Jusqu'à 1996, seuls les auto-producteurs avaient la possibilité de produire de l'électricité pour leurs propres besoins et de céder leurs éventuels excédents à la STEG.

Avec la promulgation de la Loi 96-27 du avril 1996, des producteurs indépendants « IPP » ont eu la possibilité de produire et de vendre de l'électricité à la STEG. Le transport et la distribution restent quant à eux sous la direction de la STEG.

C'est en 2002 que la première concession indépendante de production d'électricité est entrée en exploitation sur le site de Radès. Cette première centrale indépendante avait été attribuée à Carthage Power Company (CPC).

Avec la promulgation de la Loi 99-93 du 17 août 1999, le code des hydrocarbures autorise les détenteurs de concessions d'exploitation d'hydrocarbures, à valoriser du gaz « non commercial » par la production d'électricité inférieure à 40 MW. La concession de la production d'électricité est, de ce fait, attribuée par convention entre le MI et le concessionnaire. C'est ainsi que fut créée la Société d'Électricité d'El Bibane (SEEB) pour l'exploitation des gaz associés au champ pétrolier d'El Bibane.

Dans la même thématique, la loi du 9 février 2009 autorise aussi l'autoproduction de l'électricité à partir des énergies renouvelables avec le droit de vendre à la STEG un maximum de 30% de l'électricité générée à un prix équivalent au tarif de vente Haute Tension (HT). Les auto-producteurs sont autorisés à utiliser le réseau électrique national pour transporter l'électricité produite jusqu'aux points de leur consommation, moyennant le paiement d'un droit de transport, fixé actuellement à 0,005 DT/kWh.

2.2. Parc existant de production de l'électricité

La puissance maximale développable totale du parc de production d'électricité en Tunisie est estimée à 4706 MW dans les conditions des sites.

La part de la puissance du parc de la STEG est équivalente à 85%, soit 3808 MW. Le reste, soit 15%, revient aux deux centrales El Bibane et IPP Radès II gérées respectivement par :

- La société d'électricité d'El Bibane (Centrale composée de deux turbines à gaz de puissance totale 27 MW mises en service en 2003).

- Carthage Power Company (Centrale à cycle combiné de 871 MW mise en service en 2002)

Les ouvrages de production de la STEG sont constitués de:

- Centrales thermiques vapeur totalisant une puissance développable de 940 MW, fonctionnant au gaz naturel et au fuel.
- Centrales à turbines à combustion totalisant une capacité de 1288 MW dont 100 MW au gas-oil.
- Une centrale à cycle combiné de Sousse de 1170 MW,
- Centrales hydroélectriques d'une puissance installée totale de 66 MW. Cette puissance est tributaire du mode d'utilisation des divers barrages pour l'agriculture et de la pluviométrie.
- Un parc éolien d'une puissance de 244 MW tributaire des aléas de vent.

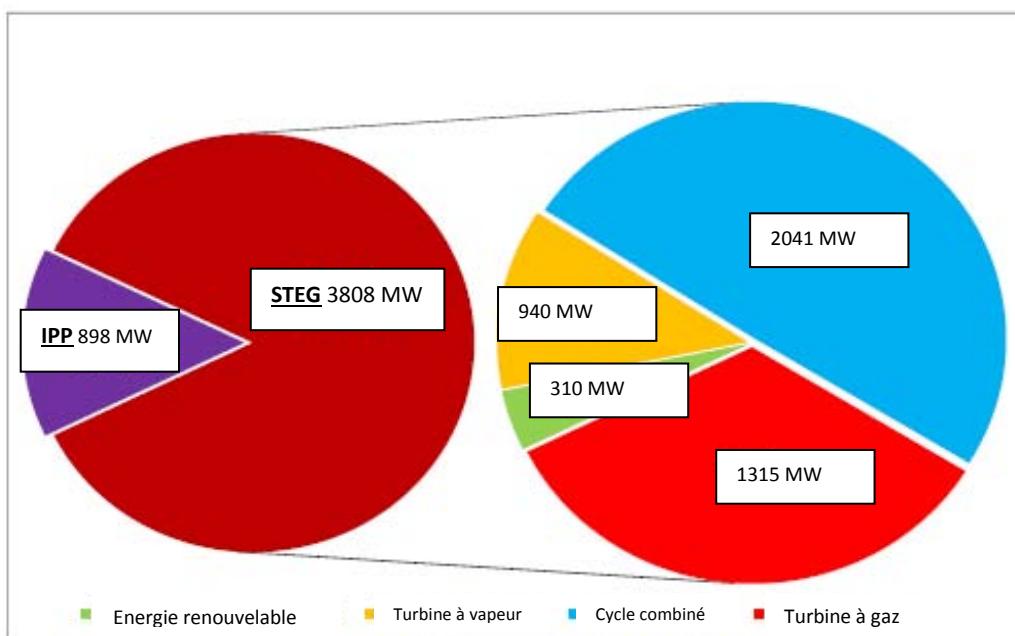


Figure 2.1: Répartition de la puissance développable du parc de production

2.3. Installations et déclassements décidés d'unités de production

Dans le cadre du développement du parc de production de l'électricité, un programme d'équipement pour la prochaine période a été élaboré sur la base, d'une étude de développement d'un parc de production ayant pour objectif la satisfaction des besoins

Ce programme prévoit l'étude de la faisabilité d'une première centrale électronucléaire en Tunisie.

« Parallèlement, le gouvernement tunisien s'est proposé de pré-qualifier des promoteurs potentiels pour la réalisation en Tunisie d'un pôle de production (Pôle de Production ELMED) de 1200 MW dont 400 MW sont destinés au marché local et 800 MW à

l'exportation vers le marché italien via une interconnexion d'une capacité d'environ 1000 MW qui sera réalisée en partenariat avec TERNA (Gestionnaire du réseau italien).

Le Pôle de Production ELMED sera constitué d'une composante thermique et d'une composante en énergie renouvelable d'au moins 100 MW et devra se conformer aux normes environnementales tunisiennes et européennes en vigueur » [2].

Le combustible (gaz naturel ou charbon) et le quota d'énergie renouvelable à intégrer dans le Projet, en plus du minimum imposé, seront au choix du promoteur.

2.4. Capacités disponibles à la suite des installations et déclassements décidés

Suite à la mise en exploitation du projet ELMED, la capacité disponible du parc de production serait de 4506 MW. Cette puissance se réduit à 4146 MW suite aux déclassements prévisionnels des groupes de production vétustes à savoir :

- Les deux turbines à vapeur de l'étape A de Sousse.
- Les huit turbines à gaz des centrales électriques de Korba, Kasserine, Bouchemma, et Sfax.
- Les quatre turbines à combustion au gas-oil de Zarzis, Robbana et Menzel Bourguiba.

À partir de 2020, la puissance développable du parc de production décroît progressivement pour atteindre 2626 MW en 2031 suite aux déclassements projetés de 38% de la puissance totale des centrales IPP (498MW du central cycle combiné CPC et 27MW de la TG El Bibane) et de 36% de la puissance totale des centrales propres à la STEG (1022 MW).

L'évolution de la puissance développable du parc de production pour la période 2016-2031, en tenant compte les installations programmées par la STEG, est décrite par le Tableau 2.1 et illustrée par la Figure 2.2.

[2] MIT, Projet de production d'électricité en Tunisie destinée aux marchés tunisien et italien –Appel d'offres de prequalification.

Tableau 2.1 : Évolution de la puissance développable des différentes technologies du parc de production de la Tunisie (période 2016-2031)

Année	Centrales de la STEG							Centrales IPP				Puissance développable totale	
	Énergies renouvelables			Cycles combinés	Turbines à gaz	Turbines gas- oil	Turbines à vapeur	Total (STEG)	ELMED	Cycles combinés	Turbines à gaz		
	Centrales Hydraulique	Centrales éoliennes	Puissance Totale										
2016	66	244	310	1170	1288	100	940	3808	-	871	27	898	4706
2017	66	244	310	1170	1078	0	650	3208	-	871	27	898	4106
2018	66	244	310	1170	1078	0	650	3208	-	871	27	898	4106
2019	66	244	310	1170	1078	0	650	3208	400	871	27	1298	4506
2020	66	244	310	810	1078	0	650	2848	400	871	27	1298	4146
2021	66	244	310	810	1078	0	340	2538	400	871	27	1298	3836
2022	66	244	310	810	1078	0	340	2538	400	871	0	1271	3809
2023	66	244	310	810	842	0	340	2302	400	871	0	1271	3573
2024	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	871	0	1271	3455
2025	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	871	0	1271	3455
2026	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	871	0	1271	3455
2027	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	400	0	800	2984
2028	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	400	0	800	2984
2029	66	244	310	810	606	0	340	2066	400	400	0	800	2866
2030	66	244	310	810	366	0	340	1826	400	400	0	800	2626
2031	66	244	310	810	366	0	340	1826	400	400	0	800	2626

La Figure 2.2 montre l'évolution de la puissance totale installée en tenant compte des ajouts des capacités des installations programmés ainsi que les déclassements décidés

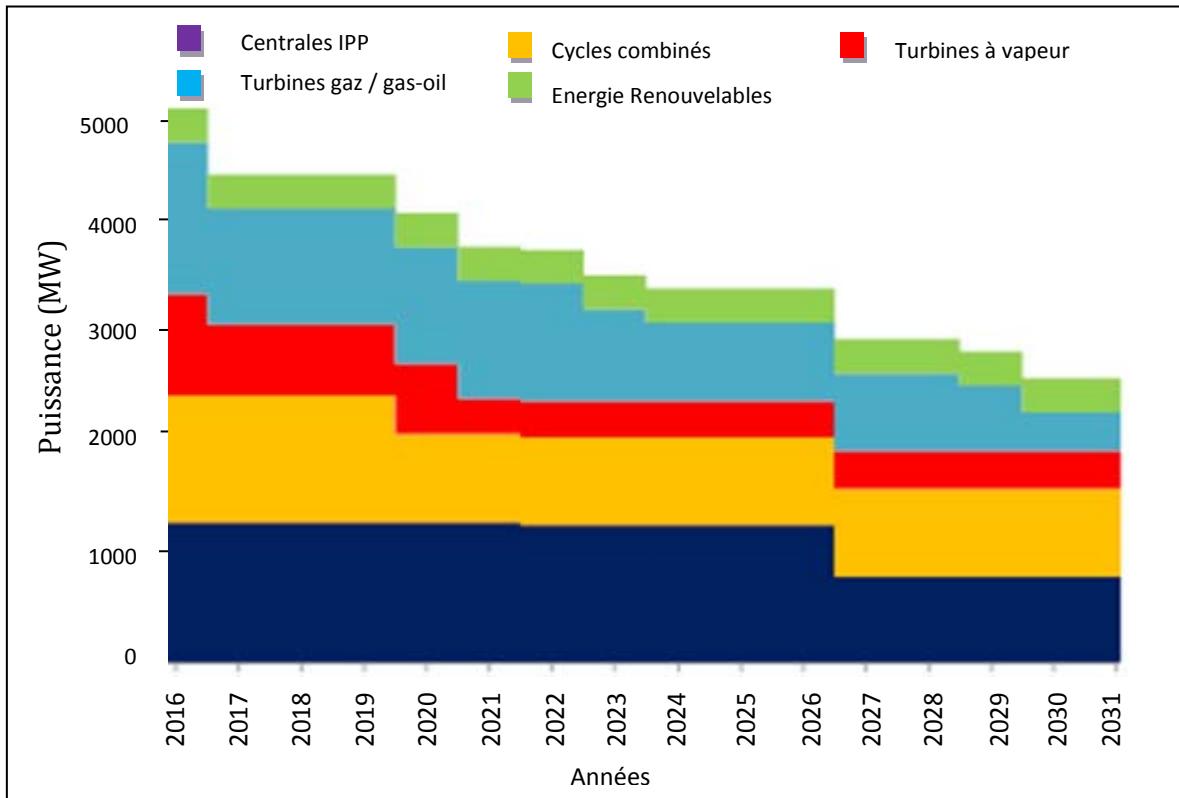


Figure 2.2 : Évolution de la puissance développable des différentes technologies du parc de production de la Tunisie

Le système électrique de la Tunisie est interconnecté avec ceux des pays voisins pour former la boucle méditerranéenne. Il y a plusieurs connexions avec la Libye et l'Algérie à des niveaux de tension différents (90, 150, 220 et 400 kV), des nouvelles connexions étant prévues avec l'Italie (Figure 2.3).

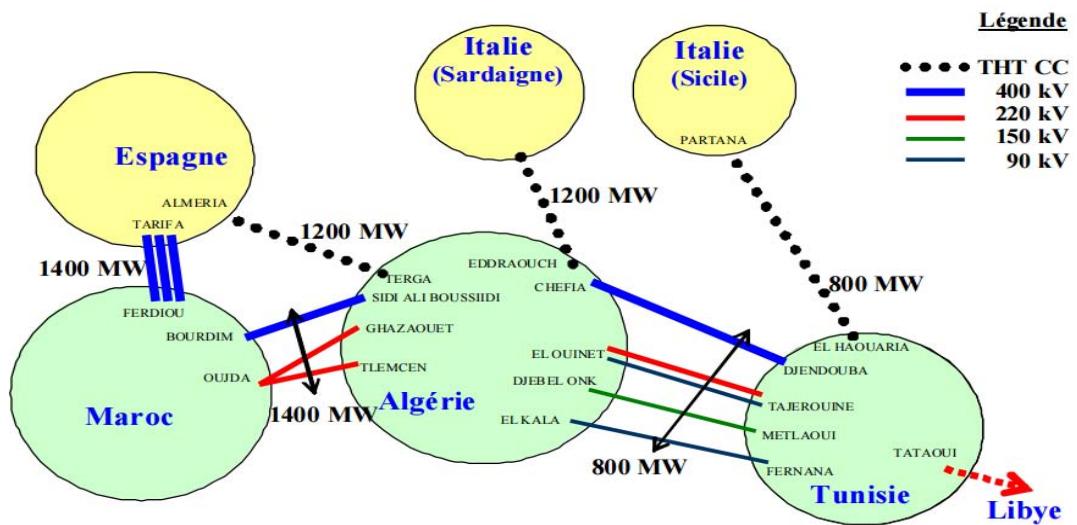


Figure 2.3 : Réseau de transport interconnecté de la boucle méditerranéenne

Partie 2 : La prévision de la demande future de l'énergie électrique en tenant compte des différents coûts

3. Prévision de la demande future en électricité

3.1. Méthodologie de prévision utilisée

Pour l'étude de la prévision de la demande de l'énergie finale à long terme en Tunisie, nous avons utilisé le modèle MAED.

Dans sa conception, MAED utilise pour la modélisation de la demande future d'énergie d'un pays ou d'une région, une multitude de paramètres, partant de l'échelle macroéconomique vers le détail sectoriel.

3.2. Principales hypothèses pour la prévision de la demande en électricité

Cette tâche a permis de réaliser des projections de la demande du pays par type d'énergie à l'horizon 2031. Toutefois, d'un point de vue pratique, MAED fait ces projections non pas annuellement mais par tranches successives de cinq années ce qui va de pair avec les Plans de développement économique et social. Pour cette tâche, nous avons choisi de travailler sur les années 2016, 2021, 2026, 2031, en prenant 2011 comme année de base.

3.2.1. Description qualitative des scénarios

Pour cette étude et à fin de parvenir à des résultats réalistes et précis, nous avons supposé trois scénarios, à savoir:

- Un scénario de référence ou de base qui reflète la continuation des tendances historiques en tenant compte des variations observées au niveau du PIB tout en tenant compte des programmes d'efficacité énergétique,
- Un scénario fort (mettant sur pied une construction ambitieuse et très positive de l'avenir) en tenant compte des méga-projets programmés pour l'avenir,
- Un scénario faible (permettant de prendre en compte la possibilité d'un concours de circonstances défavorables à la réalisation des projections du scénario de base).

3.2.2. Hypothèses de la croissance démographique

➤ Scénario de référence

L'évolution démographique à l'horizon 2031 a fait l'objet d'une étude réalisée par l'INS (Institut Nationale de Statistique) qui a proposé trois scénarios possibles du taux de croissance démographique dans le pays.

De même pour la population active potentielle, nous nous référons aux données de l'INS.

Le Tableau 3.1 montre l'évolution de la croissance démographique pour le scénario de référence. On note que le taux annuel de croissance de la population à une tendance vers la baisse ; il passe de 1,1% en 2016 à 0,9% en 2021 pour arriver à 0,5% en 2031.

Tableau 3.1 : Evolution de la croissance démographique pour le scénario de référence

	Unité	2016	2021	2026	2031
Population	[million]	11,3	11,8	12,2	12,6
Taux de croissance	[%p.a.]	1,1	0,9	0,7	0,5
Population urbaine	[%]	69,5	71,5	72,8	73,9
Pers./ménage	[pers.] [million]	3,8	3,6	3,3	3,1
Ménages urbains		2,1	2,3	2,7	3,0
Population rurale	[%]	30,5	28,5	27,2	26,1
Pers./ménage	[pers.] [million]	4,2	4,0	3,7	3,4
Ménages ruraux		0,8	0,8	0,9	1,0
Pop. active potentielle	[%]	37,3	37,7	38,1	39,2
Population occupée	[%]	85,1	88,1	92,8	93,0
Population active	[million]	3,6	3,9	4,3	4,6
Pop. des grandes villes	[%]	49,2	49,8	51,6	53,2
Pop. des grandes villes	[million]	5,5	5,9	6,3	6,7

Source : INS (Institut Nationale de Statistique)

➤ **Scénario fort**

Pour le scénario fort, les hypothèses ont été fournies par l'INS (Tableau 3.2).

➤ **Scénario faible**

Pour le scénario faible, les hypothèses ont été fournies par l'INS (Tableau 3.2).

Le Tableau suivant montre l'évolution de la population pour les trois scénarios.

Tableau 3.2 : Evolution de la population pour les trois scénarios

	Unité	2016	2021	2026	2031
Scénario fort	[million]	11,2	11,6	12,0	12,2
Scénario de référence	[million]	11,3	11,8	12,2	12,6
Scénario faible	[million]	11,3	11,9	12,4	12,8

3.2.3. Hypothèses de la croissance économique et de changement de la structure de l'économie

Pour obtenir les parts sectoriels des valeurs ajoutées sectorielle selon le format demandé par le modèle MAED, nous avons dû agréger certains secteurs ou émettre certaines hypothèses par rapport au format normal des statistiques nationales tels que décrits ci-dessous:

- Pour le secteur des Mines : nous avons considéré 20% de la valeur ajoutée des hydrocarbures dans la Valeur Ajoutée des mines. Ces 20% correspondent aux activités d'extraction d'hydrocarbures.
- Pour le secteur de l'énergie, nous avons comptabilisé 100% de la VA de l'électricité plus 80% de la VA des Hydrocarbures (hors les 20% passées aux Mines)
- Pour le secteur de l'agriculture, nous avons pris 100% de la VA de l'agriculture et pêche plus la V.A du secteur de l'eau.
- Pour le secteur de construction, nous avons considéré le total de la V.A du secteur construction et bâtiment.
- Enfin, pour le secteur des services, nous avons considéré les V.A des secteurs commerce et loisir, transport et télécoms, organismes financiers et services marchands et non marchands.

➤ Scénario de référence

Les hypothèses du scénario de référence se fondent sur les données du Ministère de Développement et de la Coopération Internationale (MIT).

➤ Scénario fort

On suppose une augmentation du taux de croissance du PIB de:

6% pour la période 2017-2021, 5,5% entre 2022 et 2026, 5% entre 2027 et 2031 (Tableau 3.3).

➤ Scénario faible

Pour le scénario faible, on a estimé une variation du PIB avec des taux de croissance annuels moyens entre 4% entre 2017-2021, 3,5% entre 2022-2026 et 3% entre 2027-2031.

Le tableau suivant présente la projection du PIB suivant chaque scénario

Tableau 3.3 : Projection du taux de croissance du PIB par scénario (% / an)

	2017-2021	2022-2026	2027-2031
Fort	6	5,5	5
Référence	4,8	4,5	4,2
Faible	4	3,5	3

Les valeurs du PIB sont celles publiées par le MDCI ont été arrêtées en commun accord avec un expert de l'AIEA.

➤ Répartition de la valeur ajoutée par secteur

L'analyse des données de la Figure 3.1 nous a permis de constater que :

- La part des valeurs ajoutées de la majorité des secteurs a varié légèrement durant la période 1989-2007.
- La part de la valeur ajoutée du secteur de l'énergie et de l'agriculture a enregistré des baisses remarquables au profit du secteur des services.

Compte tenu de ce qui précède, nous avons gardé la même répartition des taux pour les trois scénarios.

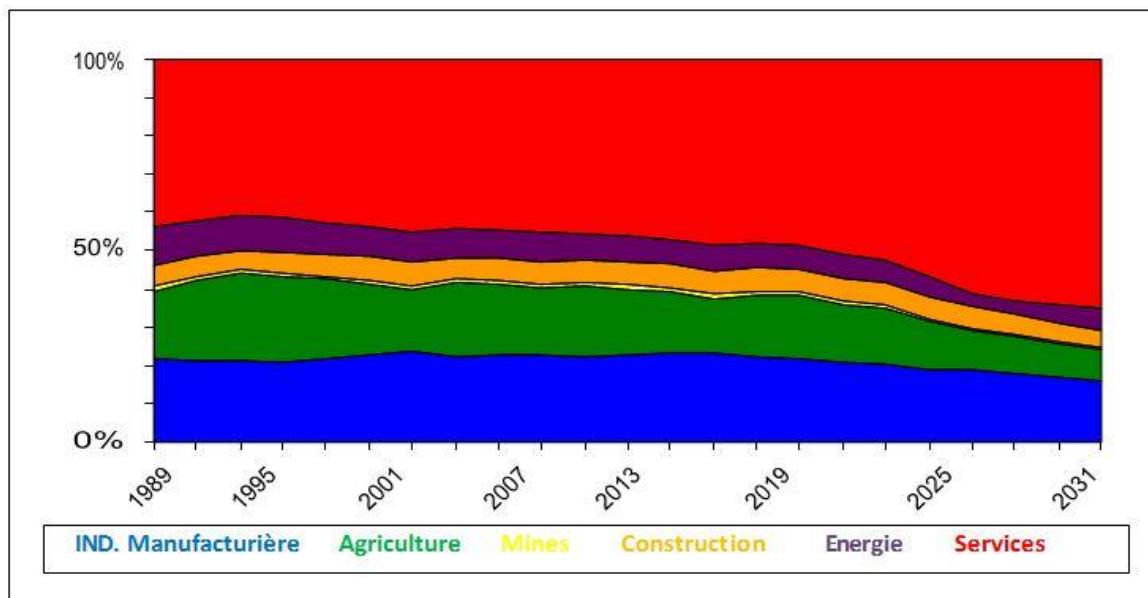


Figure 3.1 : Evolution de la répartition des parts du PIB par secteur (%) entre le passé et le futur

La projection des parts du PIB par secteur est présentée dans le Tableau 3.4.

Tableau 3.4 : Projection des parts du PIB par secteur à l'horizon 2031

Secteur	Année	2011	2016	2021	2026	2031
Agriculture	[%]	12,55	10	9,5	8,9	8,2
Constructions	[%]	5,75	5,6	5,2	4,90	4,3
Mines	[%]	0,65	0,6	0,6	0,5	0,4
Industries manufacturières	[%]	19	19	18	17	16
Services	[%]	57	61	63,	64	65
Énergie	[%]	5,2	3,8	3,6	4,7	6,1

Les projections des parts de la majorité des secteurs ont tendance à la baisse ; seul le secteur des services connaîtrait une hausse de sa part dans le PIB.

3.2.4. Hypothèses relatives à la demande future d'énergie du secteur Industrie

➤ Scénario de référence

↳ **Agriculture** : Pour l'agriculture, on s'est basé sur les hypothèses suivantes:

- ✓ introduction du solaire pour les usages thermiques,
- ✓ baisse de l'intensité énergétique pour les carburants due à la saturation actuelle des machines agricoles et remplacement par des nouvelles,
- ✓ baisse de l'intensité énergétique totale du secteur due à la pénétration des équipements électriques dans le secteur agricole,
- ✓ pour l'usage thermique, on suppose un remplacement des anciennes technologies par des nouvelles, ce qui diminuerait l'intensité énergétique pour cet usage.

↳ **Mines** : Pour les mines on s'est basé sur les hypothèses suivantes :

- ✓ diminution de l'utilisation de l'électricité et des combustibles fossiles pour les usages thermiques des mines,
- ✓ pénétration du solaire pour les usages thermiques des mines.

↳ **Industries manufacturières**

- ✓ augmentation de la part des fours et usage direct des combustibles pour l'énergie thermique,
- ✓ introduction des systèmes de cogénération pour la production de la vapeur et de l'eau chaude pour certaines industries,
- ✓ amélioration du rendement de cogénération,
- ✓ baisse de l'intensité énergétique de l'industrie manufacturière pour tous les usages due aux remplacements des anciennes technologies par des nouvelles.
- ✓ Augmentation des équipements dans l'industrie.

➤ Scénarios fort et faible

Pour le secteur industriel, on a conservé les hypothèses du scénario de référence.

3.2.5. Hypothèses relatives aux futures caractéristiques du secteur des Ménages (milieux urbain et rural)

➤ Scénario de référence

On a pris en compte les considérations suivantes:

- ✓ disparition graduelle des combustibles traditionnels,
- ✓ pénétration du gaz naturel à la place du GPL,

- ✓ taux d'électrification de 100%,
- ✓ pénétration massive de la climatisation,
- ✓ programme de maîtrise de l'énergie (chauffe-eau solaire, lampe base consommation, efficacité thermique, ...).

➤ **Scénario fort**

On suppose une évolution pour la consommation de l'électricité par l'électroménager (tableau 3.5).

➤ **Scénario faible**

On suppose que la consommation de l'électricité par l'électroménager serait moins importante que dans le scénario de référence, soit 2049 kWh/ménage/an en 2021 et 2522 kWh/ménage/an en 2031 (Tableau 3.5).

Tableau 3.5: Consommation de l'électricité de l'électroménager dans le secteur des ménages (KWh / ménage / an)

	2011*	2016	2021	2026	2031
Fort	1731	2066	2418	2749	3125
Référence	1642	1950	2261	2558	2894
Faible	1585	1811	2049	2284	2522

* : Année de référence pour MAED

3.2.6. Hypothèses relatives au développement du secteur des Services

La consommation d'énergie dans le secteur des services dépend de l'évolution de la surface des locaux occupés par ce secteur et la consommation spécifique d'énergie par chaque usage: usages spécifiques de l'électricité, climatisation, usages thermiques, augmentation d'usage des locaux etc...

➤ **Scénario de référence**

On s'est basé sur les hypothèses suivantes :

- ✓ augmentation de la part de l'électricité dans le chauffage,
- ✓ augmentation de la part du solaire et baisse de la part de l'électricité pour le chauffage de l'eau,
- ✓ augmentation de la surface climatisée.

➤ **Scénario fort**

- ✓ La part des employés dans le secteur des services est plus importante que dans le scénario de référence (tableau 3.6).
- ✓ On suppose une augmentation dans les intensités énergétiques pour usage spécifique de l'électricité (tableau 3.7).

➤ **Scénario faible**

- ✓ La part des employés dans le secteur des services est moins importante que dans le scénario de référence (tableau 3.6)
- ✓ L'évolution de l'intensité énergétique est moins importante que pour le scénario de référence.

Tableau 3.6: Part des employés dans le secteur des services (%)

	2011*	2016	2021	2026	2031
Fort	47,5	48	48,5	49	50
Référence	47	47,5	47,8	48	48,5
Faible	46,6	46,7	46,8	46,9	47

* : Année de référence pour MAED

Tableau 3.7 : Intensité énergétique des usages spécifiques de l'électricité du secteur des services (kWh/\$)

	2011*	2016	2021	2026	2031
Fort	0,145	0,156	0,18	0,175	0,170
Référence	0,14	0,155	0,175	0,165	0,164
Faible	0,138	0,152	0,17	0,163	0,162

* : Année de référence pour MAED

3.2.7. Hypothèses relatives au développement du secteur transport

➤ **Scénario de référence**

- ✓ introduction et encouragement des moyens de transport utilisant d'autres ressources,
- ✓ évitement des moyens utilisant le GPL,
- ✓ augmentation du facteur de charge des avions suivant le rythme de vie,
- ✓ augmentation du taux d'utilisation de l'électricité dans le transport ferroviaire,
- ✓ augmentation excessive du nombre des moyens de transport.

➤ **Scénario fort**

- ✓ augmentation de la distance urbaine et interurbaine parcourue,
- ✓ augmentation du taux de motorisation (personne/voiture),
- ✓ augmentation de la distance parcourue par voiture.

➤ **Scénario faible**

- ✓ variation de la distance urbaine parcourue pour passer de 14 km/pers/jour en 2016 à 15 km/pers/jour en 2031,

- ✓ la distance interurbaine varie entre 4000 km/pers/an en 2016 à 5000 km/pers/an en 2031,
- ✓ le taux de motorisation varie de 5 pers/voiture en 2016 à 4 pers/voiture en 2031,
- ✓ la distance parcourue par voiture varie de 2100 km/voiture/an à 2500 km/voiture/an.

3.3. Projections de la demande d'électricité

3.3.1. Analyse de la projection de la demande d'électricité par secteur

Pour le scénario de référence, on remarque que l'évolution de la demande de l'électricité relative aux secteurs des ménages et des services serait la plus importante à l'horizon 2031. En effet, la demande pour le secteur des ménages passerait de 5790 GWh en 2016 à 11 987 GWh en 2031. Pour le secteur des services, la demande de l'électricité serait de 7937 GWh en 2031 contre 5282 GWh en 2016.

Tableau 3.8: Demande de l'électricité par secteur (GWh)

	Scénario faible			
	2016	2021	2026	2031
Industrie	6940	6777	6714	7081
Transport	140	152	165	175
Ménages	5418	6856	8639	10375
Services	5179	6444	7090	6833
Total	17677	20229	22608	24465
Scénario de référence				
	2016	2021	2026	2031
Industrie	7074	7178	7481	8372
Transport	120	136	148	166
Ménages	5790	7530	9689	11987
Services	5282	6808	7825	7937
Total	18266	21651	25143	28461
Scénario fort				
	2016	2021	2026	2031
Industrie	7631	8205	8935	10374
Transport	167	191	218	247
Ménages	6069	7991	10380	12970
Services	5654	7683	9231	9676
Total	19520	24070	28764	33267

Ces évolutions remarquables sont dues au développement du secteur des services en Tunisie et son évolution dans l'avenir ainsi que la pénétration accélérée des nouveaux usages de l'électricité au niveau des ménages, notamment la climatisation, le chauffage, l'équipement informatique et l'électroménager.

La demande d'électricité dans le secteur du transport augmenterait de valeur entre 2016 et 2031 à cause des nouveaux projets programmés pour ce secteur.

Les différentes évolutions de la demande de l'électricité relatives aux secteurs principaux (industrie, transport, ménages, services) sont présentées dans le tableau 3.8 pour les trois scénarios.

➤ Analyse de la demande totale de l'électricité

Le Tableau 3.9 montre la projection de la demande totale de l'électricité pour les trois scénarios. La demande de l'électricité varierait pour le scénario de référence entre 18266 GWh en 2016 et 28461 GWh en 2031. Pour le scénario fort, la demande passerait à 33267 GWh en 2031 alors que la demande pour le scénario faible serait de 24465 GWh en 2031.

Pour les trois scénarios, on a pris en considération l'impact du programme national d'efficacité énergétique. La différence se présente dans le degré de développement des différents secteurs.

Tableau 3.9: Demande finale de l'électricité (GWh)

scénario		2016	2021	2026	2031
Faible	Energie (GWh)	17677	20229	22608	24465
	taux annuel %	4,4	2,7	2,2	1,6
Référence	Energie (GWh)	18266	21652	25143	28461
	taux annuel %	5,0	3,5	3,0	2,5
Fort	Energie (GWh)	19520	24070	28764	33267
	taux annuel %	6,1	4,3	3,6	3,0

Source : STEG, Société Tunisienne de l'Electricité et du gaz, rapport de prévision.

3.3.2. Caractéristiques de la courbe de charge de la STEG

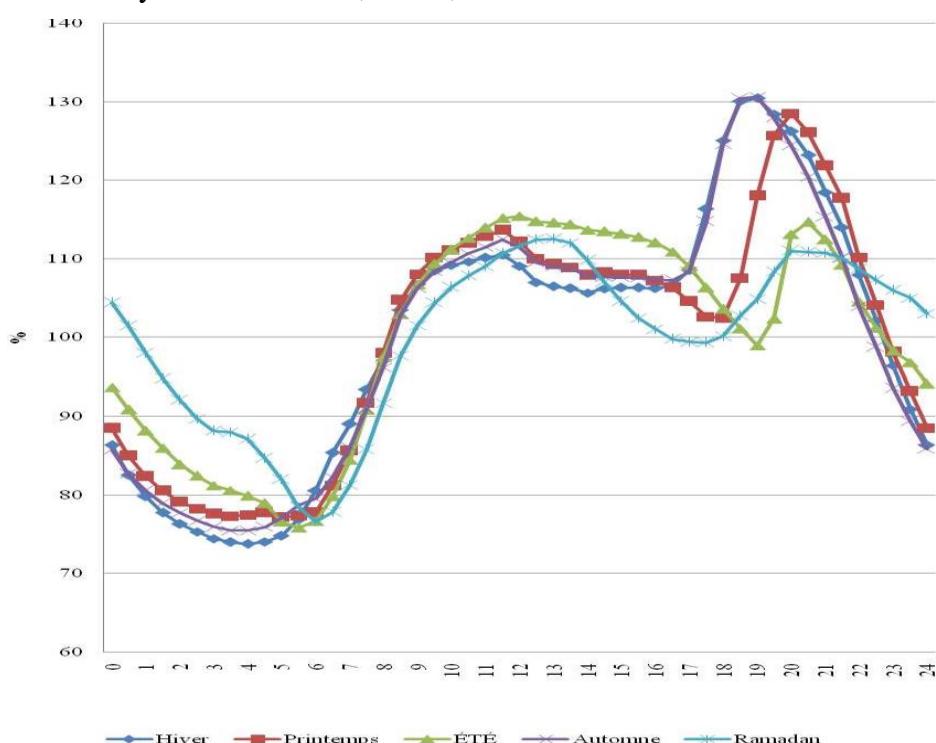
La courbe de charge de la STEG se caractérise par ce qui suit :

Une composante saisonnière importante, essentiellement une différenciation entre hiver et été. La courbe de charge de l'hiver est caractérisée par une pointe soir très aigue (pointe éclairage, chauffage) et qui est en forte évolution par rapport à la pointe du jour. La courbe de charge de l'été est caractérisée par une pointe jour très importante (pointe climatisation) et qui est en forte évolution par rapport à la pointe du soir.

Les saisons sont définies comme suit :

- ✓ La saison de l'hiver : Décembre, Janvier et Février
- ✓ La saison du printemps : Mars, Avril et Mai
- ✓ La saison de l'été : Juin, Juillet et Août
- ✓ La saison de l'automne : Septembre, Octobre et Novembre
- ✓ Le mois de ramadan

- Une pointe nationale en été et pendant le jour,
- Un creux qui se présente dans les fêtes religieuses,
- Une structure spécifique pour le mois de ramadan,
- Une pointe soir aigue en hiver pendant la nuit,
- la semaine est décomposée en différents types de jour à savoir : lundi, jour ouvrable (mardi à vendredi), samedi et jour férié (dimanche et jour de fête), dont les poids en énergie par rapport à une semaine moyenne sont 101%, 103%, 98% et 88%.



Evolution de la structure de la courbe de charge

D'après les courbes suivantes, on remarque les différents types de charges qui varient entre les saisons et les jours.

La première courbe représente un jour ouvrable de l'hiver, on remarque une évolution entre 18h et 22h. Pour la deuxième courbe, elle représente un jour férié de l'hiver.

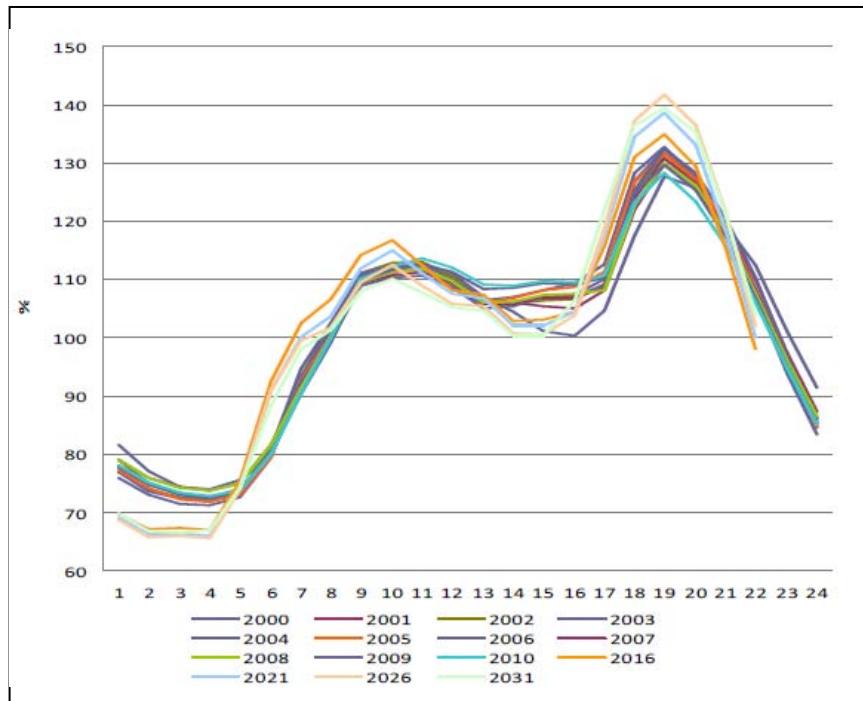


Figure 3.3: Courbe de charge pour un jour ouvrable de l'hiver

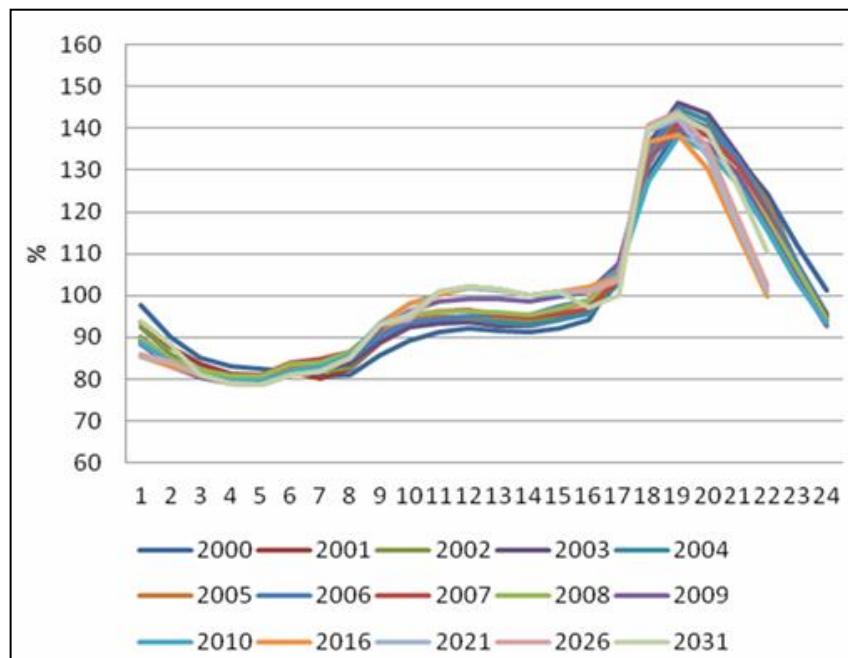


Figure 3.4: Courbe de charge pour un jour férié de l'hiver

La première courbe représente un jour ouvrable du printemps, on remarque une évolution à partir de 19h (Figure 3.5). La deuxième courbe (figure 3.6) représente un jour férié dans la même saison et d'après cette figure on remarque un pic de charge à 21h. En effet, la consommation s'augmente durant les nuits à partir de 20h pour les deux types de jour.

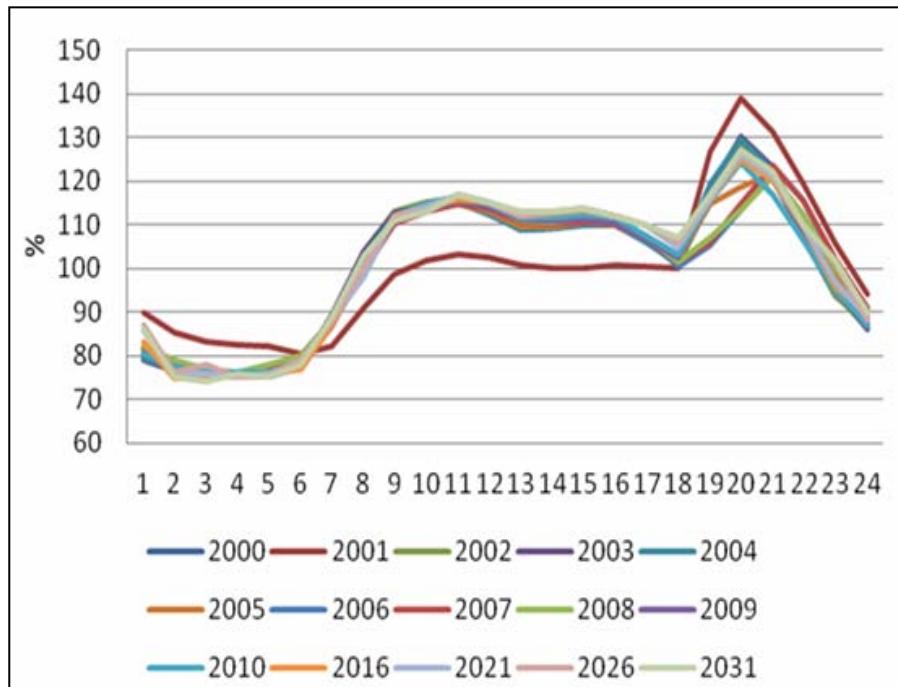


Figure 3.5: Courbe de charge pour le jour ouvrable du printemps

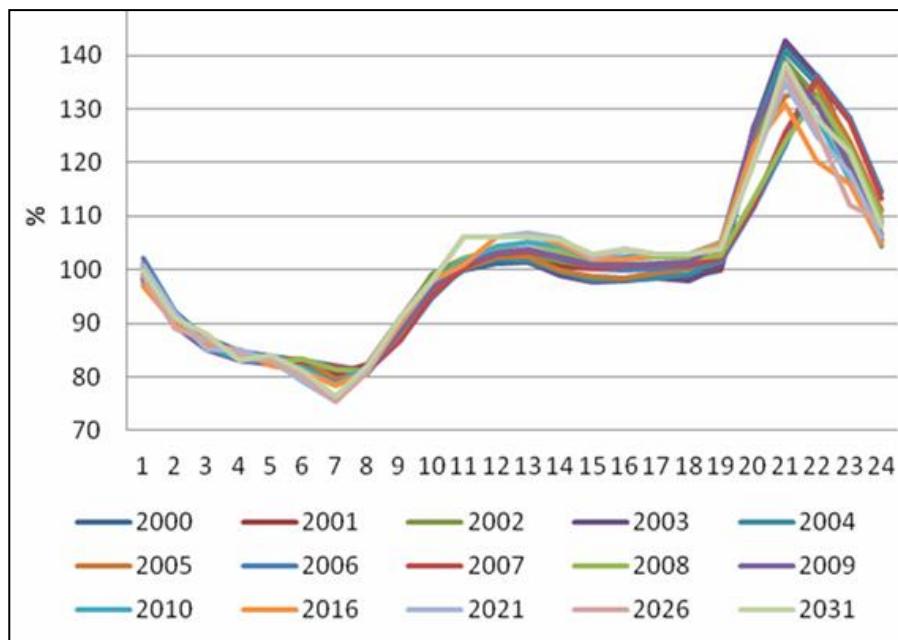


Figure 3.6: Courbe de charge pour le jour férié du printemps

La structure du jour ouvrable de l'été est stable, elle est caractérisée par une pointe jour plus importante que la pointe soir et un rapport entre ces deux pointes proche (figure 3.7).

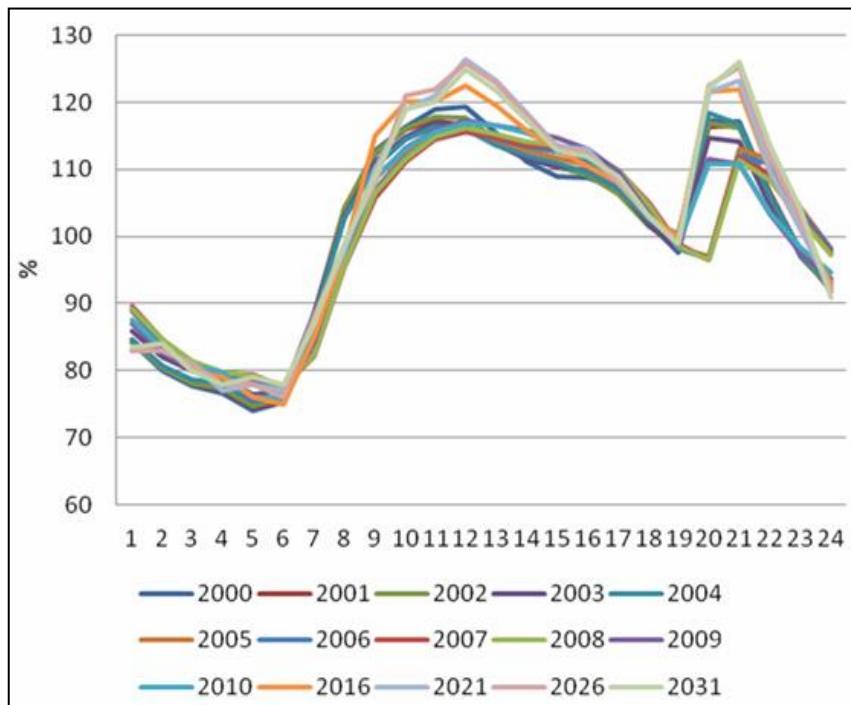


Figure 3.7: Courbe de charge pour le jour ouvrable de l'été

Le jour férié de l'été présente une structure stable avec une augmentation excessive de la consommation électrique durant la nuit (figure 3.8).

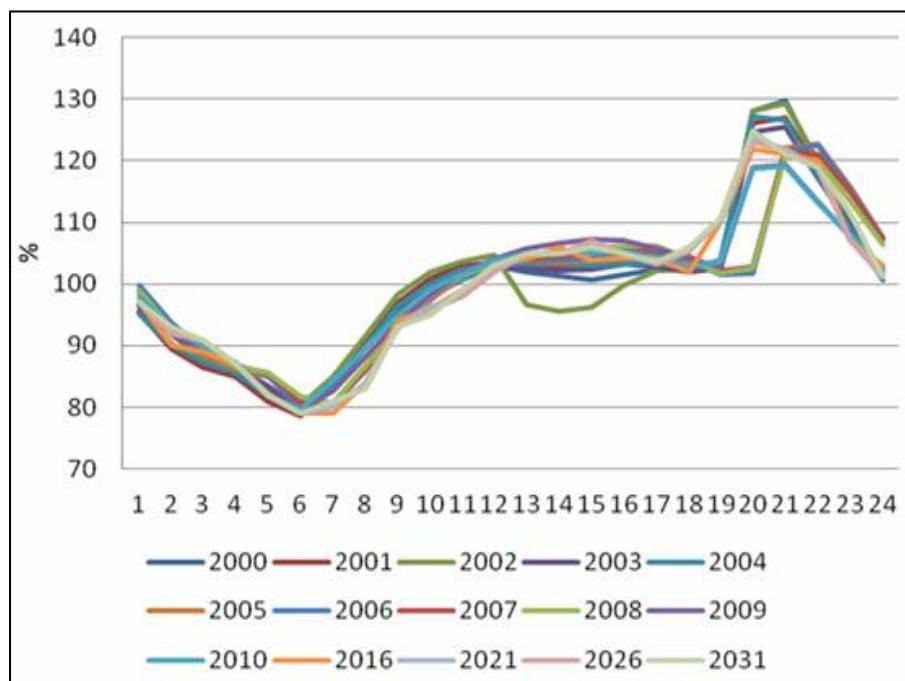


Figure 3.8: Courbe de charge pour le jour férié de l'été

La structure du jour ouvrable de l'automne est stable, elle se caractérise par une pointe soir plus élevé que la pointe jour (figure 3.9).

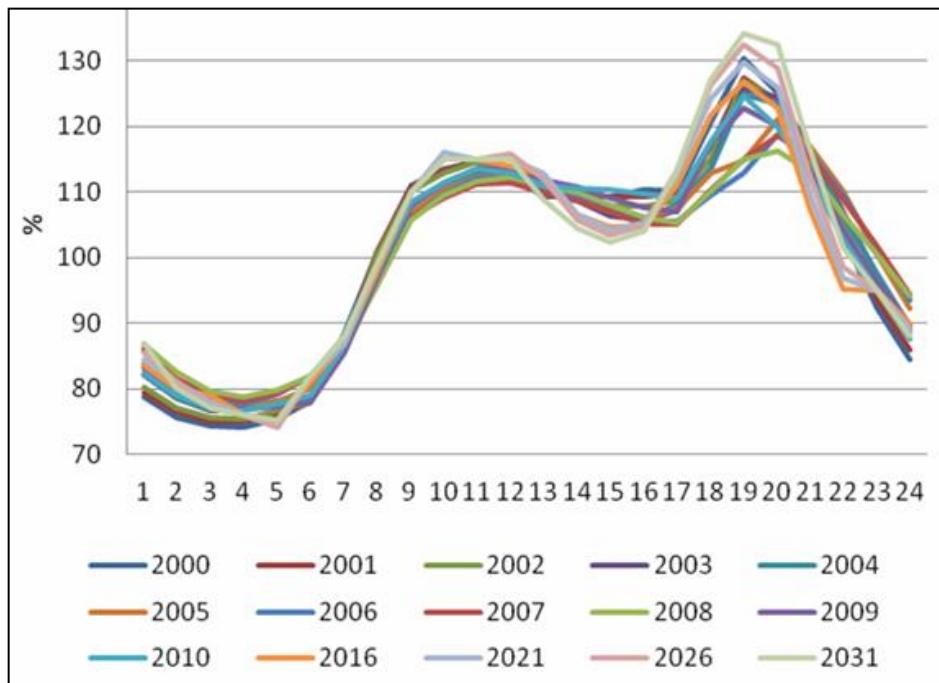


Figure 3.9: Courbe de charge pour le jour ouvrable de l'automne

Pour le jour férié de l'automne, la structure est stable avec une pointe jour qui apparaît à partir de 18h30 et qui se confirme durant les différentes années, (figure 3.10).

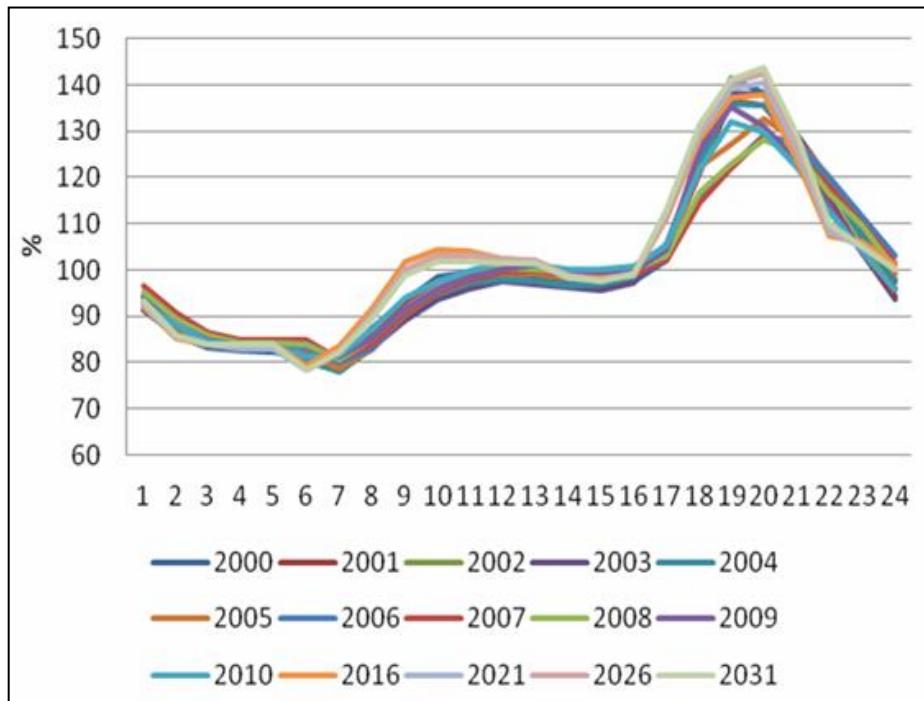


Figure 3.10: Courbe de charge pour le jour férié de l'automne

3.3.3. Projection des modèles de charges électriques

Dans le modèle MAED, l'année est décomposée en maximum 4 saisons et une saison spécifique (contrainte du modèle). Pour le cas de la Tunisie, les 4 saisons sont définies comme suit :

- La saison de l'hiver : Décembre, Janvier et Février
- La saison du printemps : Mars, Avril et Mai
- La saison de l'été : Juin, Juillet et Août
- La saison de l'automne : Septembre, Octobre et Novembre

Le mois de Ramadan représente la saison spécifique.

Les résultats du scénario de référence de MAED ont été utilisés comme données d'entrées pour les projections de la pointe nationale de l'électricité, de la production et du facteur de charge à l'horizon 2031.

Le Tableau suivant illustre les résultats obtenus pour ces projections à différents horizons.

Tableau 3.10: Projections de la demande d'électricité pour le scénario de référence (y compris les pertes dans les réseaux de transport et distribution)

	2016	2021	2026	2031
Production (GWh)	19952	23515	27158	30862
Pointe (MW)	3766	4472	5091	5687
Pointe Soir (MW)	3553	4308	4954	5609
Pointe jour/Pointe soir (%)	1.06	1.04	1.03	1.01
Facteur de charge (%)	60.2	59.9	60.8	61.8
Creux (MW)	1174	1374	1523	1738
Creux /Pointe Jour (%)	31	31	30	31

La production nationale passe de 19952 GWh en 2016 à 27158 GWh en 2026 et 30862 GWh en 2031. La pointe nationale aurait une évolution importante annuelle pour la décennie 2016-2026 et atteindrait par la suite 5687 MW en 2031.

L'évolution de la structure de la courbe de charge est conditionnée par l'évolution des secteurs où la climatisation est un usage dominant en été (le secteur des services et en particulier l'administration et le tourisme). De ce fait, les hypothèses retenues pour ces secteurs ont engendré une évolution des valeurs caractéristiques de la courbe de charge.

4. Prévisions des prix des combustibles fossiles et nucléaire

Les prix futurs des combustibles dépendent de plusieurs facteurs, parmi lesquels on peut citer:

- ✓ Le niveau des réserves mondiales pour chaque combustible;
- ✓ La production et la consommation annuelles pour chaque combustible;
- ✓ Les prix de productions internationales ou nationales (les prix de production augmentent avec le temps);
- ✓ Le prix de transport;
- ✓ Niveau des taxes et des subventions etc...

Les projections des prix des combustibles fossiles de cette étude ont été faites en utilisant les sources suivantes:

- a) Energy Information Administration (EIA) du Département de l'Energie des Etats-Unis (US- DOE), qui publie chaque année le document Annual Energy Outlook (AEO), avec des projections des prix des combustibles fossiles pour les futures 25 ans.
- b) L'agence Internationale de l'énergie (AIE) de l'organisation de coopération et de développement économique (OCDE), qui publie annuellement le rapport World Energy Outlook (WEO), avec des projections des prix des combustibles fossiles pour les prochaines 20-25 ans.
- c) La commission Européenne, qui publie périodiquement ces propres prévisions des prix des combustibles fossiles dans les rapports European Energy and Transport, Trends to xxx (2030, dans la dernière édition d'avril 2008 du rapport) ou dans d'autres documents de la commission.
- d) Département for business enterprise and regulator reform de Grande Bretagne, qui a un groupe pour energie (Energy Group) qui fournit périodiquement des prévisions des prix des combustibles fossiles (la dernière édition date de mai 2008 et va jusqu'à 2030).
- e) La Banque Mondiale, qui publie annuellement le rapport Global Commodity Markets, Review and price forecast, en tant que compagnon des autres études de la banque : Global Economic Prospects ou Global Development Finance. Les deux les plus récentes versions du rapport Global Commodity Markets ont des prévisions des prix des combustibles fossiles jusqu'à 2020.

Même si les produits pétroliers ne sont utilisés pour la production de l'électricité que d'une manière marginale (dans les pays producteurs de pétrole, sur des îles sans approvisionnement en gaz naturel, pour des unités diesel dans des régions isolées etc.), le pétrole a un statut spécial parmi les autres combustibles fossiles. Le combustible majoritaire dans le transport et la matière première de la pétrochimie pour la production des plastiques, des textiles, des caoutchoucs, des cosmétiques etc... La variation du prix du pétrole brut sur le marché international se reflète dans les prix du gaz naturel, avec lequel les produits pétroliers sont interchangeables dans plusieurs utilisations: une portion des combustibles dans le transport,

matière première en pétrochimie, approvisionnement de certaines centrales électriques qui admettent une double alimentation, en gaz naturel ou en produits pétroliers. Le prix du charbon vapeur est lui aussi influencé par les prix du pétrole brut et du gaz naturel. Les prévisions des prix futurs des combustibles fossiles tiennent compte de l'évolution du temps.

Les prix des combustibles fossiles dans les prévisions disponibles ont été exprimés originellement en différentes monnaies (EUR, dollar américain \$, £, dollar canadien) de différentes années.

Les prévisions des prix pour chaque combustible fossile des différentes sources s'inscrivent dans un schéma assez large de valeurs, comme on peut le constater dans la Figure 4.1 pour le prix du gaz naturel.

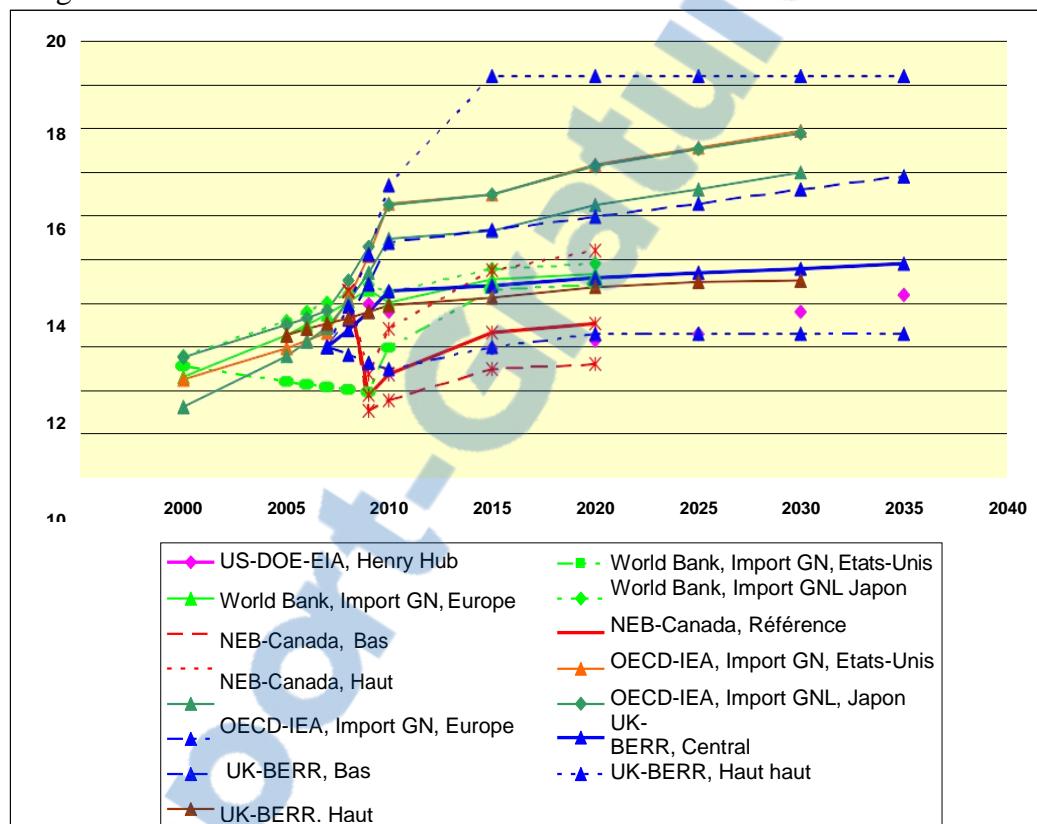


Figure 4.1 : Prévisions du prix du gaz naturel faites par différentes organisations

Notes: US-DOE-EIA: United States Department of Energy (US-DOE), Energy Information Administration (EIA), Annual Energy Outlook 2010, With projections to 2035, Reference case, March 2010

World Bank: The World Bank, Global Commodity Markets, Review and price forecast, A companion to Global Economic Prospects 2010, January 2010

NEB-Canada: National Energy Board (NEB), Canada, 2009 Reference case scenario: Canadian energy demand and supply to 2020, An energy market assessment, July 2009

OECD-IEA: Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2008

UK-BERR: United Kingdom (UK), Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (BERR), Communication on BERR Fossil Fuel Price Assumptions, May 2008

EC-DGET: European Commission (EC), Directorate-General for Energy and Transport (DGET), European Energy and Transport, Trends to 2030, Update 2007, April 2008.

Dans ces conditions, la variante de référence d'évolution du prix de chaque combustible fossile a été choisie comme la projection médiane de la courbe présentée en figure. Pour les variantes basse et haute, on a pris la valeur extrême basse et haute de la courbe pour l'année 2035 et on a supposé une variation linéaire du prix du combustible.

Etant donné le caractère du marché de l'uranium, les prévisions des prix futurs du combustible nucléaire sont très rares ou données seulement en format graphique, ce qui ne permet pas de connaître les vraies valeurs qui ont été à la base de la représentation graphique. Pour cette raison, on a utilisé pour cette étude la projection de la Commission de l'Energie de la Californie (California Energy Commission - CEC), Etats-Unis qui donne toute l'information nécessaire pour permettre le calcul du prix du combustible nucléaire en monnaie constante (\$) pour un horizon similaire à celui de notre étude.

Il est à noter que l'uranium extrait du sol n'est pas directement utilisable pour la production d'électricité. Ainsi, le coût final du combustible nucléaire dépend des coûts relatifs à de nombreuses opérations de transformation qui sont nécessaires avant qu'il puisse être employé dans une centrale nucléaire. Le cycle comprenant la transformation de l'uranium, depuis le minerai jusqu'au combustible nucléaire, et le traitement subséquent des déchets est appelé "cycle du combustible nucléaire" (voir Figure 4.2).

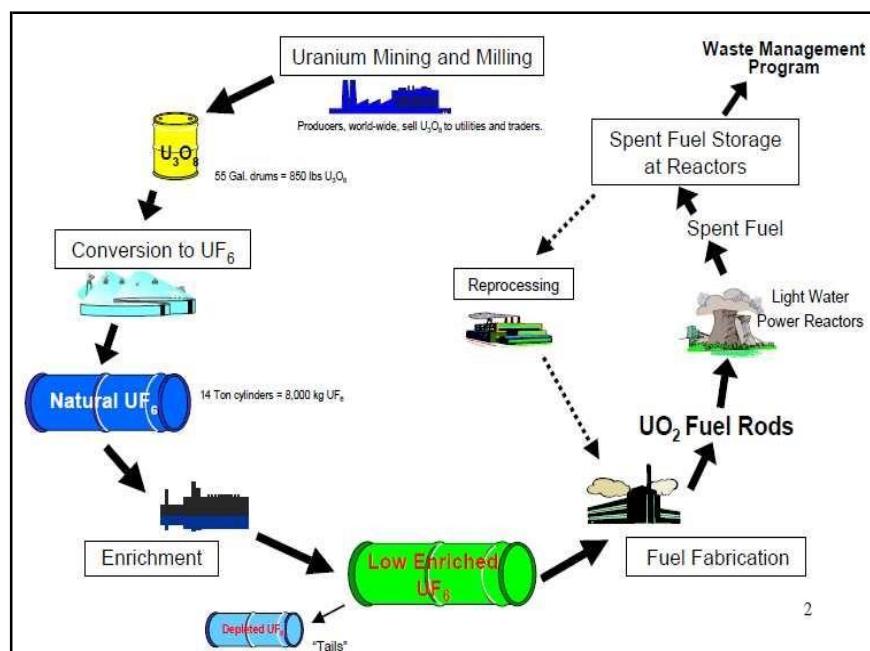


Figure 4.2: Le cycle du combustible nucléaire

Source: Dustin J. Garrow, Managing principal, Colorado Nuclear, Inc., Nuclear power and the international uranium market, April 2006.

La transformation de l'uranium naturel (U_3O_8) en combustible nucléaire (UO_2) et le taux de transformation de chaque étape sont illustrés dans la Figure 4.3, qui montre la quantité annuelle typique d'uranium naturel nécessaire pour un réacteur nucléaire de 1000 MW.

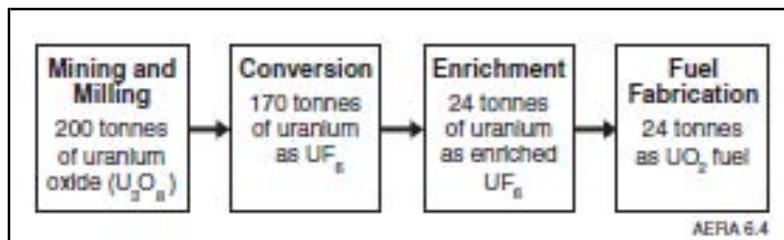


Figure 4.3 : Quantité annuelle d'uranium naturel nécessaire pour un réacteur nucléaire de 1000 MW

Source: Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE), Australian energy resource assessment, 2010

Les quantités de matériaux nécessaires et les coûts des étapes de transformation de l'uranium naturel (U_3O_8) en combustible nucléaire (UO_2) sont illustrés aussi par l'exemple du Tableau 4.1 et par la structure du coût du combustible nucléaire de la Figure 4.4.

Tableau 4.1: Calcul du coût du combustible nucléaire avec les prix typiques

Uranium:	8.9 kg U ₃ O ₈ x \$115.50	US\$ 1028
Conversion:	7.5 kg U x \$12	US\$ 90
Enrichment:	7.3 SWU x \$164	US\$ 1197
Fuel fabrication:	per kg	US\$ 240
Total, approx:		US\$ 2555

Source: World Nuclear Association. *The economics of nuclear power, January 2010*

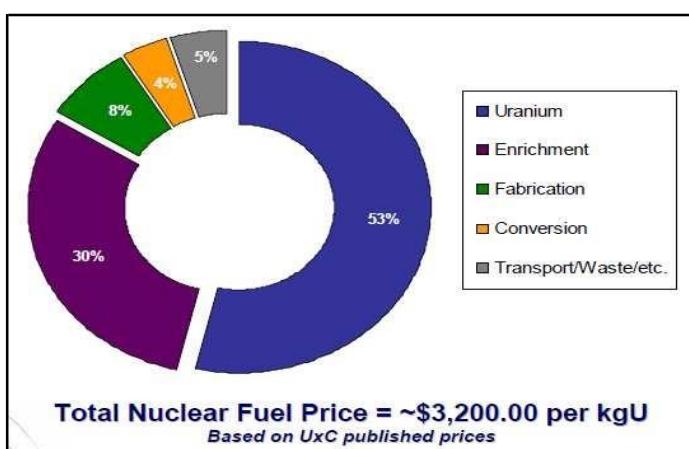


Figure 4.4: Structure du coût du combustible nucléaire

Source: Jonathan Hinze, Vice President, International Operations, The Ux Consulting Company, LLC, International nuclear fuel cycle growth, Presentation to 4th Annual Fuel Cycle Information Exchange (FCIX).

La Figure 4.5 montre la comparaison de l'évolution et les variantes d'évolution future des prix du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon vapeur, tandis que la Figure 4.6 présente, à une autre échelle, les prix du charbon vapeur et du combustible nucléaire.

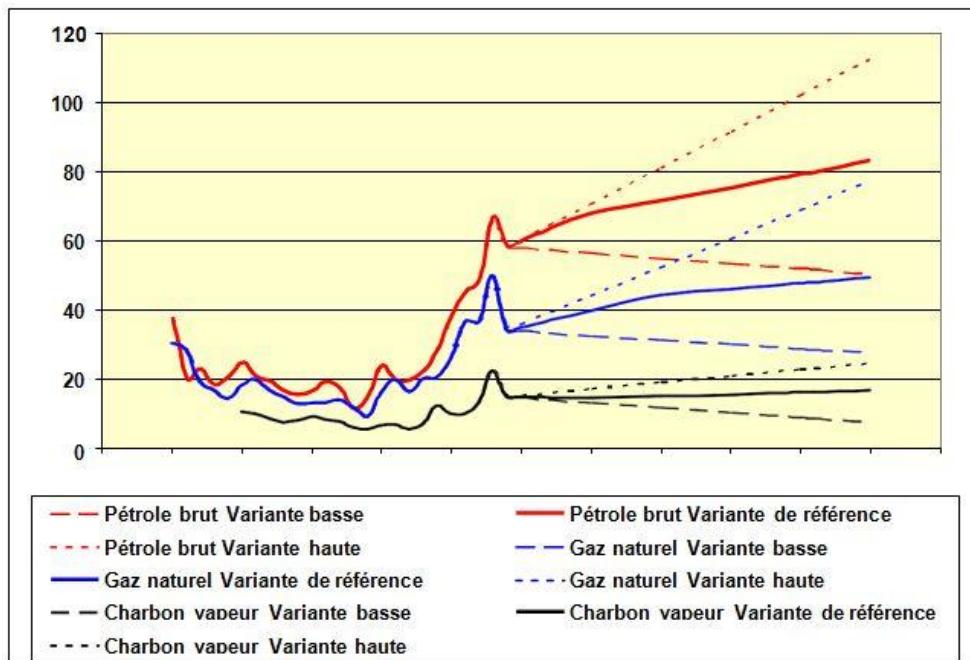


Figure 4.5: Comparaison des prix des combustibles fossiles, 1985-2035
(historiques et prévisions pour le futur)

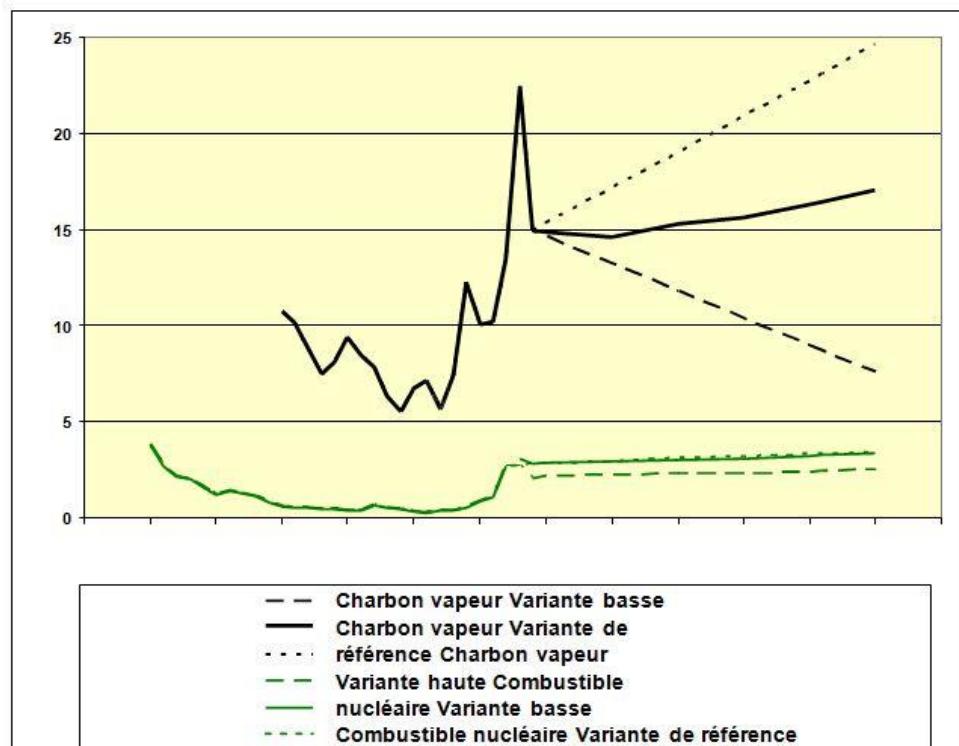


Figure 4.6: Comparaison des prix du charbon vapeur et du combustible nucléaire, 1985-2035
(historiques et prévisionnels)

Les mêmes prix des combustibles sont donnés dans le Tableau 4.2 pour le gaz naturel, le Tableau 4.3 (charbon vapeur) et le Tableau 4.4 (combustible nucléaire) pour les trois variantes d'évolution: basse, référence et haute, pour certaines années de référence entre 2016 et 2035,

Tableau 4.2: Variantes de l'évolution du prix du gaz naturel

Variante	Evolution du prix du gaz naturel						
	2016	2020	2025	2030	2031	2035	
Basse (UK-BERR, Bas)	7.78	7.49	7.19	6.89	6.83	6.59	\$ / GJ
	3259	3134	3010	2885	2860	2761	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	0.993	0.992	0.992	0.992	0.991	0.991	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)
Référence (Moyenne UK-BERR, Central et UK-BERR, Haut)	9.48	10.59	10.99	11.39	11.47	11.80	\$ / GJ
	3967	4434	4601	4768	4803	4942	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.025	1.022	1.007	1.007	1.007	1.007	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)
Haute (UK-BERR, Haut haut)	10.50	12.47	14.44	16.41	16.81	18.38	\$ / GJ
	4397	5222	6047	6871	7036	7696	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.042	1.035	1.030	1.026	1.024	1.023	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)

Note: 1 GJ = 0.23885×10^6 kcal

Note: UK-BERR: United Kingdom (UK), Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (BERR), Communication on BERR Fossil Fuel Price Assumptions.

Tableau 4.3: Variantes de l'évolution du prix du charbon vapeur

Variante	Variantes d'évolution du prix du charbon vapeur						
	2016	2020	2025	2030	2031	2035	
Basse (UK-BERR, Bas)	3.17	2.84	2.50	2.16	2.09	1.82	\$ / GJ
	1328	1187	1046	904	876	763	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	0.980	0.978	0.975	0.971	0.969	0.966	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)
Référence (UK-BERR, Haut)	3.49	3.66	3.74	3.90	3.94	4.07	\$ / GJ
	1461	1530	1565	1635	1649	1704	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	0.996	1.009	1.005	1.009	1.009	1.008	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)
Haute (UK-BERR, Haut haut)	4.11	4.55	5.00	5.44	5.53	5.88	\$ / GJ
	1721	1907	2092	2278	2315	2464	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.023	1.021	1.019	1.017	1.016	1.016	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)

Note: UK-BERR: United Kingdom (UK), Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (BERR), Communication on BERR Fossil Fuel Price Assumptions.

Tableau 4.4: Variantes de l'évolution du prix du combustible nucléaire

Variante	Variantes d'évolution du prix du combustible nucléaire						
	2016	2020	2025	2030	2031	2035	
Basse (CEC, Bas)	0.631	0.743	0.735	0.726	0.729	0.722	\$ /10^6Btu
	250	295	292	288	289	286	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.023	1.033	0.998	0.998	1.005	0.997	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)
Référence (CEC, Moyen)	0.75	0.82	0.86	0.89	0.89	0.92	\$ / 10^6Btu
	298	325	341	351	355	367	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.031	1.018	1.010	1.006	1.009	1.008	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)
Haute (CEC, Haut)	0.86	0.90	0.98	1.04	1.07	1.13	\$ / 10^6Btu
	341	355	388	415	423	450	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.033	1.008	1.018	1.014	1.019	1.016	Taux d'escalade (paramètre DYNPRO)

Note: 1 Btu = 0.252 kcal

Note: CEC: California Energy Commission, Comparative costs of California central station electricity generation, Final staff report

5. Coûts externes des technologies de production de l'énergie électrique

Un coût externe (externalité) peut-être défini comme le coût, ou le bénéfice, qui n'est pas intégré dans le prix d'un bien parce qu'il n'est pas compris dans le prix de l'offre ou de la demande. Cette définition est surtout utilisée quand il s'agit d'externalités environnementales négatives, comme la pollution de l'air.

Les coûts des dommages environnementaux sont calculés en menant une analyse de voies d'impact – AVI ("impact pathways analysis") dont les étapes principales sont les suivantes :

- spécification des émissions (par ex. kg/an de particules émises par cheminée);
- calcul de l'augmentation de la concentration du polluant dans toutes les régions touchées (par ex. $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de particules, en utilisant des modèles de dispersion atmosphérique);
- calcul des impacts physiques;
- évaluation monétaire de ces impacts, etc...

Après avoir utilisé les résultats des principales études élaborées dans le monde sur le sujet des coûts externes des centrales électriques, appliqué les principes de la méthodologie externe et l'adaptation des valeurs pour les technologies existantes et futures de production de l'électricité en Tunisie, le Tableau 5.1 et la figure 5.1 montrent la synthèse des résultats de cette analyse. Ces coûts externes seront utilisés dans les analyses coût-bénéfice et dans les optimisations effectuées avec le modèle WASP en deux variantes: sans et avec la prise en compte des externalités.

Tableau 5.1: Coûts externes totaux des technologies existantes et futures de production de l'électricité en Tunisie (\$/MWh)

Catégorie	Sous-catégorie	Coût externe total de production de l'électricité (\$/MWh)	
		Centrales existantes	Centrales nouvelles
<i>Gaz naturel</i>	<i>Cycle combine</i>	15	11.6
	<i>Autres</i>	28.8	23.7
<i>Produits pétroliers</i>	-	37.8	-
<i>Charbon (houille)</i>	<i>Centrale supercritique</i>	-	33.9
<i>Nucléaire</i>	-	-	4.8
<i>Eolien</i>	<i>On shore</i>	1.2	1.2
	<i>Offshore</i>	-	1.6
<i>Solaire photovoltaïque</i>	-	-	8.5
<i>Thermo-solaire (avec ou sans stockage de l'énergie thermique)</i>	<i>Sans combustible fossile d'appoint</i>	-	4.4
	<i>Avec combustible fossile d'appoint (15% de l'énergie annuelle)</i>	-	7.3
<i>Hybride cycle combiné –solaire (5% de l'énergie annuelle)</i>	-	-	11.2

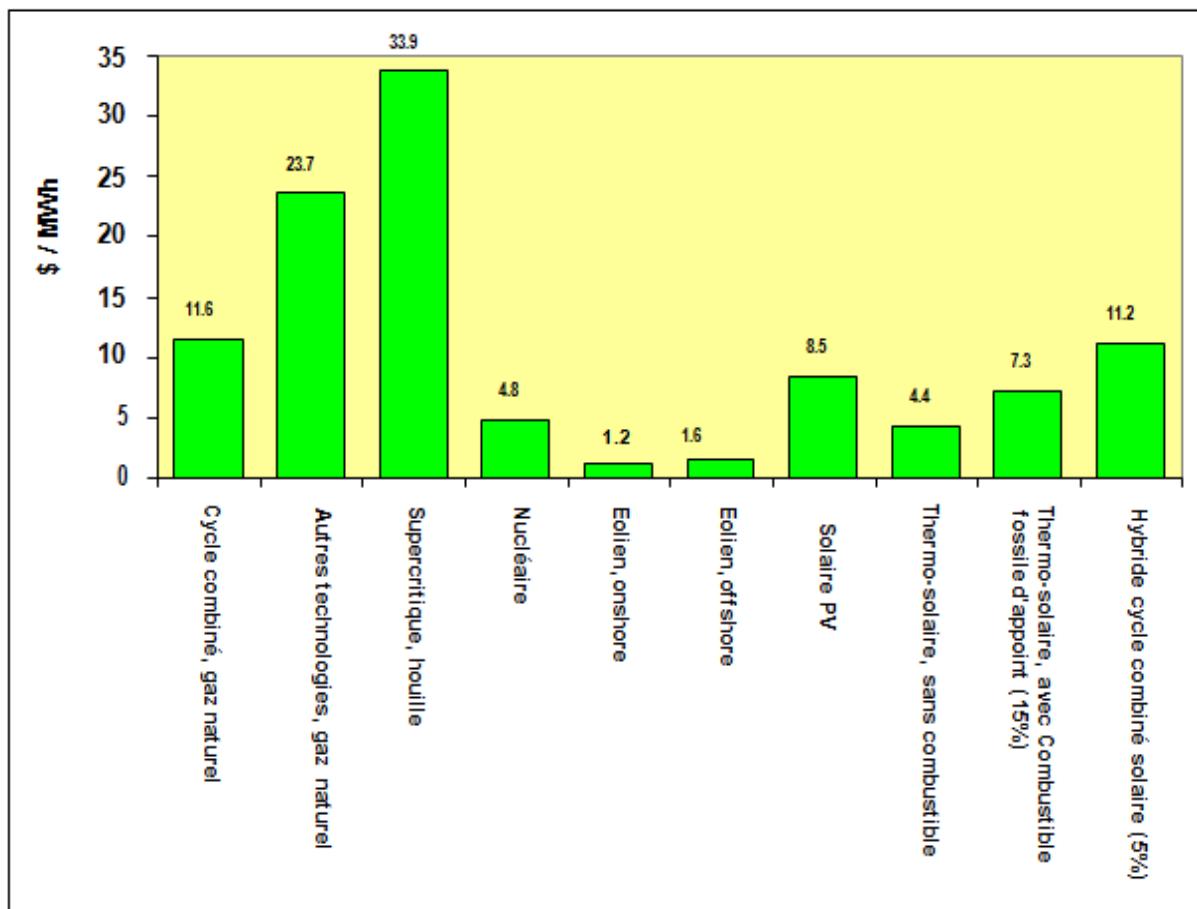


Figure 5.1: Coûts externes totaux des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie (\$/MWh)

Vu le degré élevé d'incertitude de l'évaluation monétaire des effets sur la santé humaine des émissions polluantes, les coûts externes des centrales existantes et futures de la Tunisie ont été estimés également en considérant que les effets des gazes à effet de serre (GES), avec un coût moyen des dommages de 21 \$/t CO₂. Ces nouveaux coûts externes sont présentés dans la figure et le tableau suivant.

Tableau 5.2: Coûts externes (effet des GES uniquement) des technologies existantes et futures de production de l'électricité en Tunisie, \$/MWh

Catégorie	Sous-catégorie	Coût externe GES de production de l'électricité (\$/MWh)	
		Centrales existantes	Centrales nouvelles
Gaz naturel	Cycle combine	11.1	8.7
	Autres	21	17.3
Produits pétroliers	-	18.9	-
Charbon (houille)	Centrale supercritique	-	19.8
Nucléaire	-	-	0.7
Eolien	On shore	0.2	0.2
	Offshore	-	0.3
Solaire photovoltaïque	-	-	2
Thermo-solaire (avec ou sans stockage de l'énergie thermique)	Sans combustible fossile d'appoint	-	0.7
	Avec combustible fossile d'appoint (15% de l'énergie annuelle)	-	3.2
Hybride cycle combiné –solaire (5% de l'énergie annuelle)	-	-	8.3

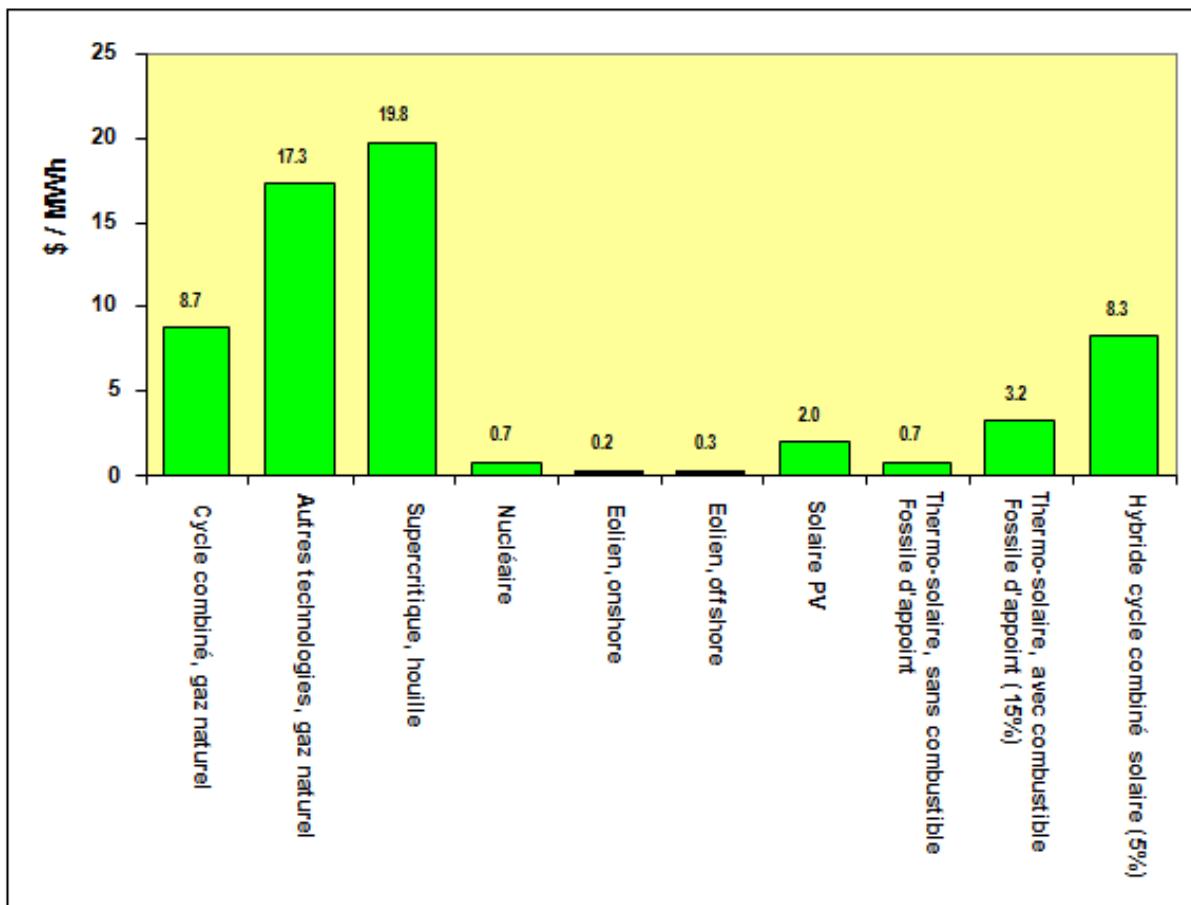


Figure 5.2: Coûts externes (effet des GES uniquement) des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie, \$/MWh

Partie 3 : Description des différentes options de développement d'un parc de production d'électricité

6. Technologies de production de l'énergie électrique

6.1. Options de développement du parc de production

Compte tenu de son poids dans la consommation énergétique totale, le secteur de l'électricité est appelé à jouer un rôle primordial dans la réalisation de l'équilibre du bilan énergétique du pays.

C'est ainsi que le développement du parc de production de l'électricité en centrales électriques, dont la réalisation est basée sur le moindre coût pour la collectivité, doit également assurer des conditions désormais prioritaires de la politique énergétique de la Tunisie telles que la flexibilité et la diversification des approvisionnements.

L'épuisement des disponibilités des hydrocarbures dans le futur et l'extension du parc de production de l'électricité intensifient la planification de la mobilisation des ressources énergétiques nouvelles et le recours en même temps au marché international des énergies primaires et aux autres formes d'énergie telles que les centrales éoliennes et solaires.

Par ailleurs, les prix des combustibles et les incertitudes qui caractérisent le marché énergétique, remettent en cause la compétitivité des moyens de production d'électricité les uns par rapport aux autres.

Ces considérations conduisent nécessairement à étudier les différentes options de la production de l'électricité et leur introduction dans le parc : le charbon, le nucléaire, les énergies renouvelables, le gaz naturel.

6.1.1. Le charbon

« Plusieurs technologies peuvent être prises en considération pour produire de l'électricité à partir du charbon. Bien que relativement polluantes actuellement, notamment par rapport aux unités brûlant du gaz naturel, ces technologies possèdent un potentiel d'amélioration tant en matière de rendement qu'en matière d'émission des gaz à effet de serre » [3].

- Les centrales à charbon pulvérisés
- Les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée

6.1.2. Le nucléaire

Dans une centrale nucléaire qui produit de l'électricité, une énergie libérée lors de la fission des noyaux des atomes, cette énergie constitue de sa part une chaleur importante, cette chaleur impose une énergie mécanique puis électrique. Cette industrie a acquis une longue expérience de plus de 55 ans. La notion de risque d'accident grave, toujours associé à cette technologie, est plus que jamais maîtrisée et réduite à des probabilités d'occurrence gérables. Le recours à l'énergie nucléaire produit des effets favorables à la sécurité d'approvisionnement en énergie, aux importations de combustibles, au savoir-faire en matière de haute technologie, à la création d'emplois qualifiés et à la réduction des émissions des gaz à effet de serre.

[3] Programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002-2011, CREG - P : 50.

D'après L'International Atomic Energy Agency (IAEA), l'introduction d'une première unité nucléaire dans un pays en voie de développement comme la Tunisie nécessite une durée d'environ 15 ans à partir de la date à laquelle le pays a exprimé officiellement un intérêt pour cette option. Donc, la date d'introduction d'une première unité nucléaire en Tunisie n'est envisageable qu'au-delà de 2031.

Par ailleurs, le tableau 6.1 représente les différents critères de sélection de la taille d l'unité nucléaire en fonction de la taille du système électrique pour des pays en voie de développement comme la Tunisie.

Tableau 6.1: Critères de sélection de la taille de l'unité nucléaire en fonction de la taille du système électrique

Source	Critère	Taille acceptable de l'unité nucléaire (MW)
Jürgen Kupitz, Victor Mourogov, 1998	10-20% de la capacité instalée du système	655 - 1310
Wayne Beaty, 2000	7-15% de la puissance de pointe	330 - 707
IAEA, 2008	10% de la capacité instalée du système	655
World Nuclear Association, 2009	15% de la capacité instalée du système	983

- Sources:**
- (1) Jürgen Kupitz, Victor Mourogov, *The role of small and medium-sized reactors* (page 5), *The Uranium Institute, Twenty Third Annual International Symposium 1998*
 - (2) Wayne Beaty, *Handbook of electric power calculations* (page 8.24), *Third edition, McGraw- Hill calculations, September 2000*
 - (3) IAEA, *International status and prospects of nuclear power, 2008*
 - (4) World Nuclear Association, *Small nuclear power reactors, March 2009*

6.1.3. Les énergies renouvelables

La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité est en progression. Sur le plan économique, les équipements à énergie solaire ou éolienne présentent des coûts de production assez élevés par rapport à ceux des centrales électriques classiques à énergies fossiles ; mais un certain nombre d'éléments jouent en leurs faveurs tels que l'impact sur l'environnement, la sécurité d'approvisionnement en combustibles et l'indépendance énergétique.

6.1.4. Le gaz naturel

Les centrales électriques de base au gaz naturel les plus performantes se basent sur la technologie des cycles combinés. La STEG a été parmi les premières compagnies à introduire cette technologie en Afrique avec la mise en service en 1995 du cycle combiné de Sousse qui a une puissance installée de 364 MW et un rendement de 51%. Ce projet a été suivi par la réalisation du cycle combiné de Radès en IPP dont la puissance et le rendement sont respectivement de 470 MW et de 47 %.

La technologie de la turbine à gaz possède des avantages : l'utilisation d'un combustible propre le gaz naturel et passage à des rendements de plus en plus élevés. La puissance unitaire des turbines à gaz utilisées en cycle simple peut aujourd'hui atteindre 270 MW. Le rendement de ces turbines se situe entre 35% et 40%.

➤ « L'analyse des différentes options présentées ci-dessus mène à la considération dans le programme de développement du parc électrique tunisien des différents types d'unités de production de l'électricité » [4]:

- Centrale hybride cycle combiné – solaire (La participation du solaire est d'environ 5% de la production annuelle d'énergie) de 175 MW (code: **HGNS**);
- Centrale solaire de 50 MW, avec combustible fossile d'appoint dont la participation est d'environ 15% de la production annuelle d'énergie, mais sans stockage de l'énergie thermique (code: **SSST**);
- Unité supercritique (SC) à charbon (houille) pulvérisé de 600 MW, avec traitement des fumées (code: **H600**);
- Turbine à gaz (TG) au gaz naturel de 270 MW (code: **T270**);
- Unité nucléaire de type REP – réacteur à eau pressurisée ("Pressurised Water Reactor"– PWR) de 1000 MW (code: **NUCL**);
- Centrale à cycle combiné "single-shaft" au gaz naturel de 400 MW (code: **C400**);
- Centrale éolienne terrestre de 60 MW (code: **EOLT**);
- Centrale solaire de 50 MW, avec combustible fossile d'appoint (environ 15% de la production annuelle d'énergie) et avec stockage de l'énergie thermique (code: **SAST**);
- Centrale solaire photovoltaïque (PV) de 10 MW (code: **PV10**).

[4] Ministère de L'industrie, L'énergie, Quel mix énergétique pour la Tunisie, P 9, Jomâa Soussi.

6.2. Analyse de (Screening) des options de développement du Parc de production

Cette analyse consiste à calculer le coût de production des options de développement du parc de production en fonction de leurs facteurs d'utilisation. Ce dernier est défini comme le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'aurait produit une centrale électrique si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période. Le coût de production peut être exprimé en unité de frais variables (\$ / MWh) ou en unité de frais fixes (\$ / kW-an).

Le tableau 6.2 montre Les paramètres techniques et économiques des options de développement pour les variantes de référence des coûts d'investissement

Si on lit pour chaque option de développement et pour chaque année de référence: 2009, 2020 et 2031, le coût de production qui correspond au facteur d'utilisation qui est propre à la technologie respective, on obtient les valeurs du Tableau 6.3.

Tableau 6.2: Données d'entrée pour les analyses de «Screening», Variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles

Paramètre	Unité	Année	Options de développement du parc de production de l'énergie électrique								
			NUCL	H600	C400	HGNS	T270	EOLT	SAST	SSST	PV10
Puissance	MW	-	1000	600	400	175	270	60	50	50	10
Durée de vie	ans	-	50	35	25	25	25	20	30	30	25
Coût d'investissement	\$ kW	2009	3820	2450	984	1461	658	1492	5412	4492	5478
		2020						1301	3433	2849	4000
		2031						1235	2182	1811	2942
Consommation spécifique de combustible	Kcal / kWh	-	2606	2150	1631	1712	2489	0	406	406	0
Prix combustible	¢ Gcal	2009	251	1498	3408	3408	3408	0	3408	3408	0
		2020	325	1530	4434	4434	4434		4434	4434	
		2031	355	1649	4803	4803	4803		4803	4803	
Frais E et M fixes	\$ kW-an	2009	70	30	12.1	13	10.9	12.3	74.5	74.5	28.8
		2020							50.7	50.7	23.5
		2031							34.5	34.5	23.5
Frais E et M variables	\$ MWh	2009	0.5	4.1	2.1	2.1	3.3	6.2	0	0	0
		2020						4.9			
		2031						4.7			
Facteur d'utilisation	%	2009	88	80	80	80	15	24.3	55	30	22.8
		2020						27			
		2031						29.8			

Source: Ministère de L'industrie, L'énergie, Quel mix énergétique pour la Tunisie.

Tableau 6.3: Coûts de production des options de développement du parc de production tunisien par une analyse de « Screening », Variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles

Option de développement	Facteur d'utilisation	Coûts de production *					
		(\$ / MWh)			(\$ / kW-an)		
		(%)	2009	2020	2031	2009	2020
NUCL	88	56.6	58.6	59.3	436.5	451.4	457.4
H600	80	70.6	71.3	73.8	494.7	499.5	517.4
C400	80	72.6	89.3	95.3	508.5	625.8	668.0
HGNS	80	81.8	99.4	105.7	573.5	696.6	740.8
T270	15	143.3	168.9	178.1	188.3	221.9	234.0
EOLT	29.8	83.4	66.1	57.6	177.4	156.4	150.4
SAST	55	129.1	91.8	66.9	621.9	442.4	322.3
SSST	30	194.0	133.6	93.8	509.9	351.1	246.6
PV10	22.8	271.4	199.4	149.8	542.0	398.2	299.1

Note: (*) Sans prendre en compte la durée de construction

6.3. Analyse coût-bénéfice (coût de production) des options de développement du parc de production

Parmi les critères de type coût-bénéfice d'évaluation économique des projets énergétiques on a choisi pour cette étude le critère "coût nivélé de production", défini comme le rapport des coûts annuels "C_t" et des productions annuelles d'électricité "E_t", sur toute la durée de vie "N" du projet, actualisée avec le taux d'actualisation "i":

$$\frac{\sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Cette analyse coût-bénéfice a été effectuée sans et avec la prise en compte des coûts externes associés à la production de l'électricité et pour toutes les variantes (référence, minimum et maximum) des coûts d'investissement et des prix des combustibles. Les données de base utilisées pour cette analyse sont celles du Tableau 6.4.

Le Tableau 6.5 montre les coûts de production des différentes options de développement du parc de production de l'énergie électrique tunisien, pour toutes les variantes des coûts d'investissement et des prix des combustibles, sans la prise en compte des externalités.

La Figure 6.4 illustre les mêmes coûts de production pour les variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles, sans la prise en compte des externalités.

Tableau 6.4: Paramètres techniques et économiques des options de développement du parc de production tunisien analysées par la méthode coût-bénéfice

Paramètre	Année	Unité nucléaire	Unité SC à charbon	Cycle combiné "single-shaft"	Turbine à gaz	Hybride cycle combiné – solaire	Thermo-solaire avec stockage	Thermo-solaire sans stockage	Solaire PV	Eolienne onshore
Code de l'unité	-	NUCL	H600	C400	T270	HGNS	SAST	SSST	PV10	EOLT
Combustible	-	Uranium	Houille	gaz naturel	gaz naturel	gaz naturel 95%	gaz naturel d'appoint 15%	gaz naturel d'appoint 15%	-	-
Puissance (MW)	-	1000	600	400	270	175	50	50	10	60
Temps de construction (ans)	-	6	4	3	2	3	3	3	2	2
Durée de vie (ans)	-	50	35	25	25	25	30	30	25	20
Coût d'investissement (\$ / kW)	2009	3820	2450	984	658	1461	Min: 4749	4492	Min: 3712	Min: 1256
	2020						Ref: 5412		Ref: 5478	Ref: 1492
	2031						Max: 6075		Max: 7243	Max: 1728
Distribution du coût	1	10	10	20	50	20	22	22	5	5
	2	15	40	55	50	55	30	30	95	95
	3	25	40	25	-	25	48	48	-	-

d'investissement par an de construction (%)	4	25	10	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	6	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement, PCS (%)	-	33	40	52.7	34.5	52.5	-	-	-	-	-
Consommation spécifique de combustible (kcal / kWh)	-	2606	2150	1631	2489	1638	406	406	-	-	-
Coût combustible (\$ /Gcal)	2009	251	1498	3408	3408	3408	3408	3408	-	-	-
	2020	325	1530	4434	4434	4434	4434	4434	-	-	-
	2031	355	1649	4803	4803	4803	4803	4803	-	-	-
Facteur d'utilisation (%)	2009	88	80	15	80	55	30	22.8	24.3		
	2020								27		
	2031								29.8		
Frais E et M fixes (\$ / kW-an)	2009	70	30	12.1	10.9	13	74.5	74.5	28.8	12.3	
	2020						50.7	50.7	23.5		
	2031						34.5	34.5	23.5		
Frais E et M variables (\$ / MWh)	2009	0.5	4.1	2.1	3.3	2.1	0	0	0	6.2	
	2020									4.9	
	2031									4.7	
Externalités GES (\$ / MWh)	-	0.7	19.8	8.7	17.3	8.3	3.2	3.2	2.0	0.2	

Source: Ministère de L'industrie, L'énergie, Quel mix énergétique pour la Tunisie.

Tableau 6.5: Coûts de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût –bénéfice

Paramètre	Année	Unité nucléaire	Unité SC à charbon	Cycle combiné mono-arbre	Turbine à gaz	Hybride cycle combiné – solaire	Thermo-solaire avec stockage	Thermo-solaire sans stockage	Solaire PV	Eolienne onshore
Code de l'unité	-	NUCL	H600	C400	T270	HGNS	SAST	SSST	PV10	EOLT
Coûts de production, sans Externalités (\$ / MWh)	2009	69,5	77,0	74,7	149,1	85,0	Min: 129,6 Ref: 143,6 Max: 157,6	216,1	Min: 203,2 Ref: 293,0 Max: 382,8	Min: 77,1 Ref: 89,4 Max: 101,6
	2020	Min: 70,6 Ref: 71,4 Max: 72,2	Min: 70,3 Ref: 77,7 Max: 85,8	Min: 70,2 Ref: 91,4 Max: 104,3	Min: 142,3 Ref: 174,6 Max: 194,3	Min: 80,3 Ref: 102,6 Max: 116,1	Min: 84,0 Ref: 101,0 Max: 116,0	Min: 142,3 Ref: 147,6 Max: 150,8	Min: 135,4 Ref: 215,2 Max: 295,0	Min: 63,0 Ref: 70,8 Max: 78,7
	2031	Min: 70,5 Ref: 72,2 Max: 74	Min: 63,6 Ref: 80,3 Max: 94,6	Min: 65,8 Ref: 97,5 Max: 133,9	Min: 135,5 Ref: 183,8 Max: 239,4	Min: 75,6 Ref: 108,9 Max: 147,1	Min: 55,6 Ref: 72,7 Max: 91,1	Min: 94,9 Ref: 102,7 Max: 111,8	Min: 92,6 Ref: 161,4 Max: 230,2	Min: 54,9 Ref: 61,7 Max: 68,4

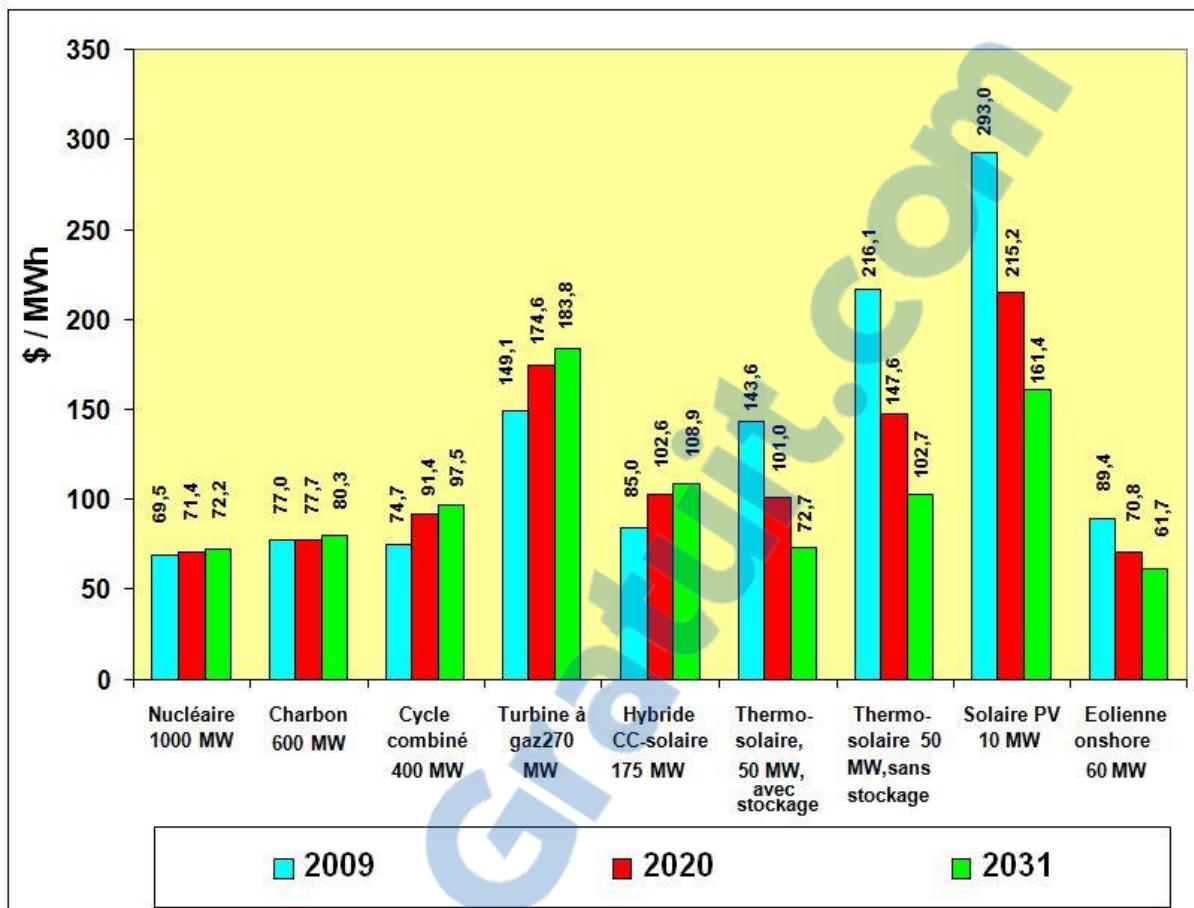


Figure 6.1 : Coûts de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice, Variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles

Les conclusions de l'analyse coût-bénéfice :

- Les options de développement non-renouvelables utilisant l'uranium et les combustibles fossiles ont des coûts de production croissants à cause de la croissance estimée des prix des combustibles respectifs.
- Le coût de production du cycle combiné a une croissance plus accélérée à cause d'une croissance estimée plus élevée du prix du gaz naturel.
- Les unités nucléaire et au charbon ont les coûts de production les plus faibles et les plus stables parce que la croissance estimée des prix de leurs combustibles est très modérée.
- Les turbines à gaz ont le coût de production le plus élevé parmi les options de développement non-renouvelables à cause de son faible facteur d'utilisation, qui fait que ses coûts se répartissent sur une production annuelle d'énergie électrique faible, ce qui engendre un coût de production élevé.

- L’option renouvelable la plus prometteuse est l’éolien terrestre, qui a déjà un coût de production comparable aux meilleures options non-renouvelables et qui, en plus, a une tendance décroissante et n’est pas soumise au risque de croissance du prix du combustible.
- Les options de développement renouvelables ont des coûts de production décroissants puisque leurs coûts d’investissement sont censés décroître à l’avenir, au fur et à mesure de la croissance du volume annuel des installations (économie d’échelle) qui s’accompagne d’un développement technologique
- Le coût de production des centrales thermo-solaires avec stockage de l’énergie thermique est inférieur à celui des centrales sans stockage.

Dans la même thématique, pour obtenir un résultat probant, il faut tenir compte sur le coût nivélo de production, donc la figure 6.5 représente la structure du coût nivélo de production sans tenir compte des externalités.

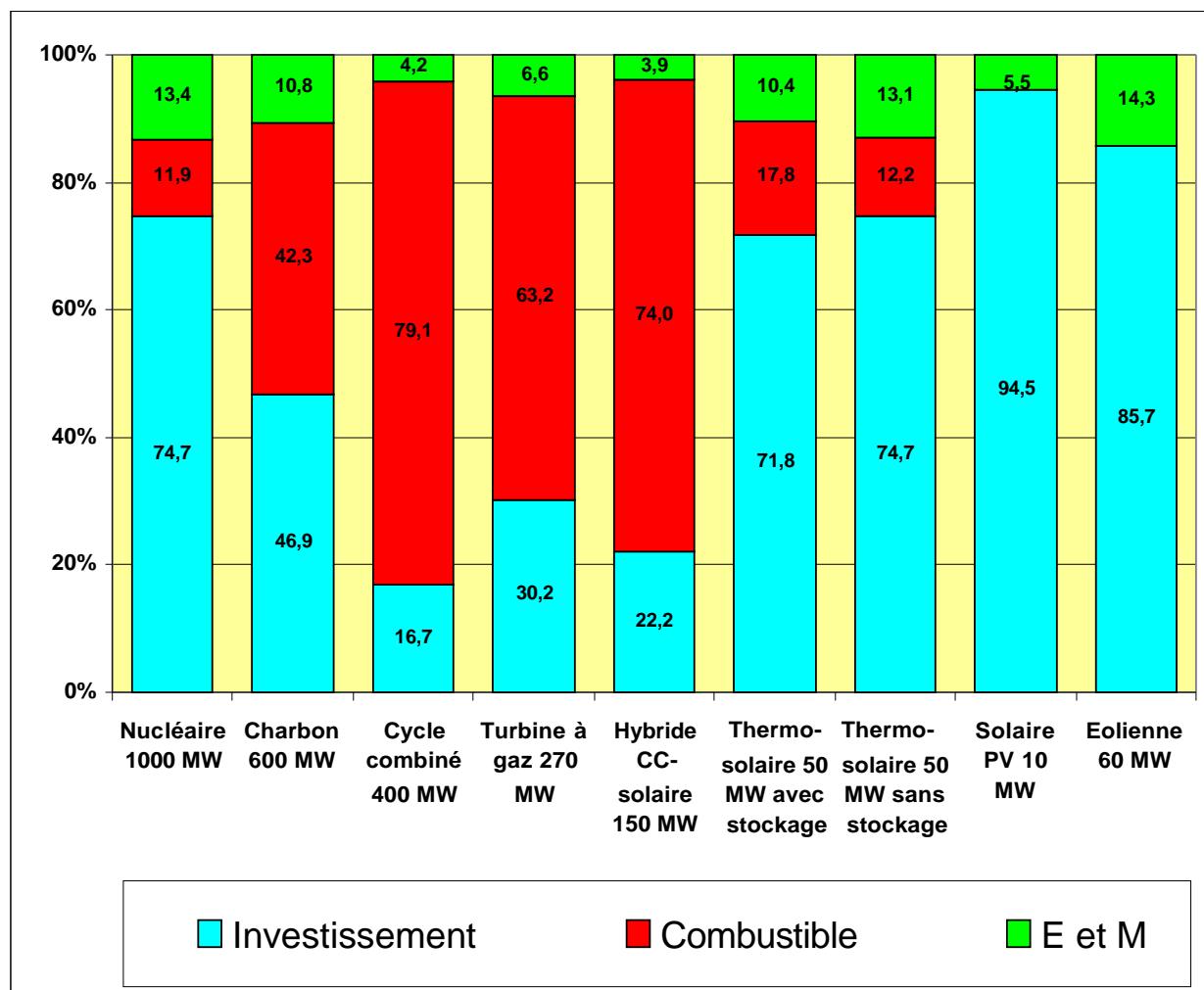


Figure 6.2: Structure du coût nivélo de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien

En fait, il existe des technologies qui demandent un très grand effort d'investissement initial: Par exemple le photovoltaïque représente un poids d'investissement de 94.5% du coût nivélé de production, l'éolien représente 85.7%, le nucléaire représente 74.7% et le thermo-solaire avec stockage représente 71.8%. Une fois construites, ces centrales demandent des frais annuels de combustible et (E et M) très réduites.

Pour d'autres technologies c'est le coût du combustible qui a un poids très élevé dans le coût nivélé de production: cycle combiné (79.1%), hybride cycle combiné – solaire (74%), turbines à gaz (63.2%) et charbon (42.3%). Ces options sont vulnérables à la croissance future du prix du combustible.

Les frais d'Exploitation et la Maintenance (E et M) représentent respectivement entre 3.9% pour la centrale hybride cycle combiné – solaire et 14.3% pour la centrale éolienne, mais beaucoup moins en comparaison avec les deux autres composantes, investissement et combustible.

D'autre part et en ajoutant les externalités du tableau 5.1 et de la figure 5.1 aux coûts nivélés de production (coûts internes) du tableau 6.5 précédent on obtient les coûts totaux de production, (tableau 6.6 et figure 6.6) et leur structure (figure 6.7).

Tableau 6.6: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice

Paramètre	Année	Unité nucléaire	Unité SC à charbon	Cycle combiné mono-arbre	Turbine à gaz	Hybride cycle combiné – solaire	Thermo-solaire avec stockage	Thermo-solaire sans stockage	Solaire PV	Eolienne "onshore"
Code de l'unité	-	NUCL	H600	C400	T270	HGNS	SAST	SSST	PV10	EOLT
Coûts nivélés de production, avec externalités GES (\$ / MWh)	2009	70,2	96,8	83,4	166,4	93,3	146,8	219,3	295,0	89,6
	2020	72,1	97,5	100,1	191,9	110,9	104,2	150,8	217,2	71,0
	2031	72,9	100,1	106,2	201,1	117,2	75,9	105,9	163,4	61,9

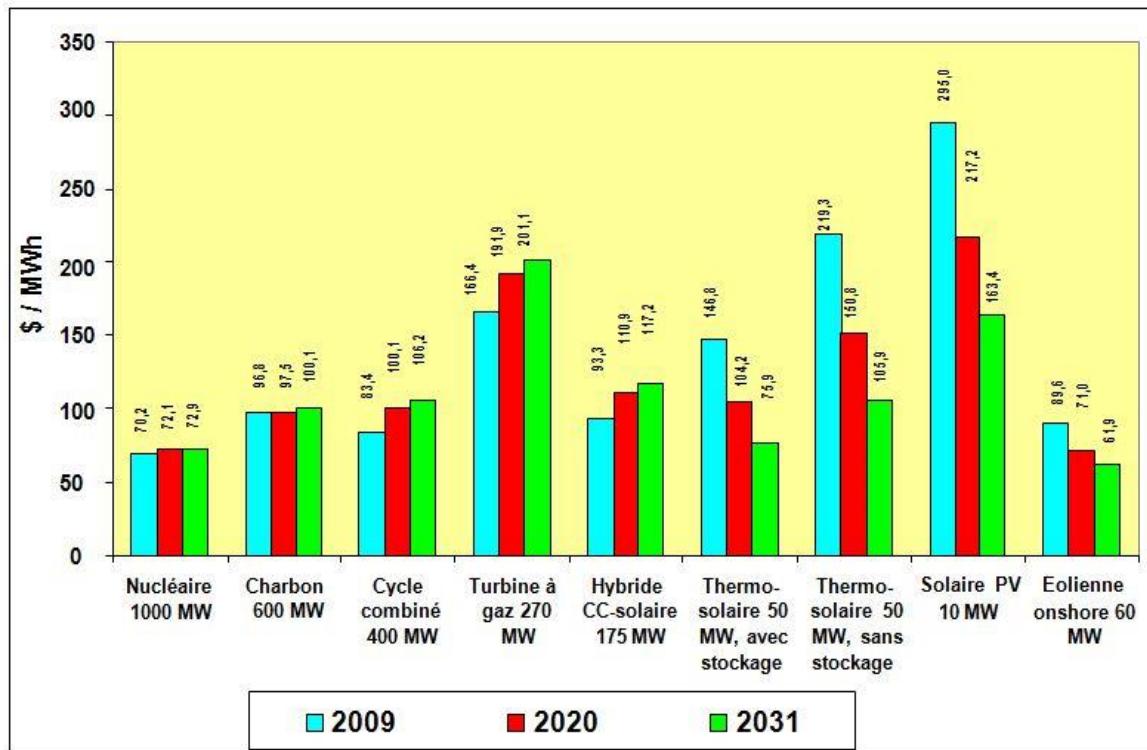


Figure 6.3: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice, Variantes de référence

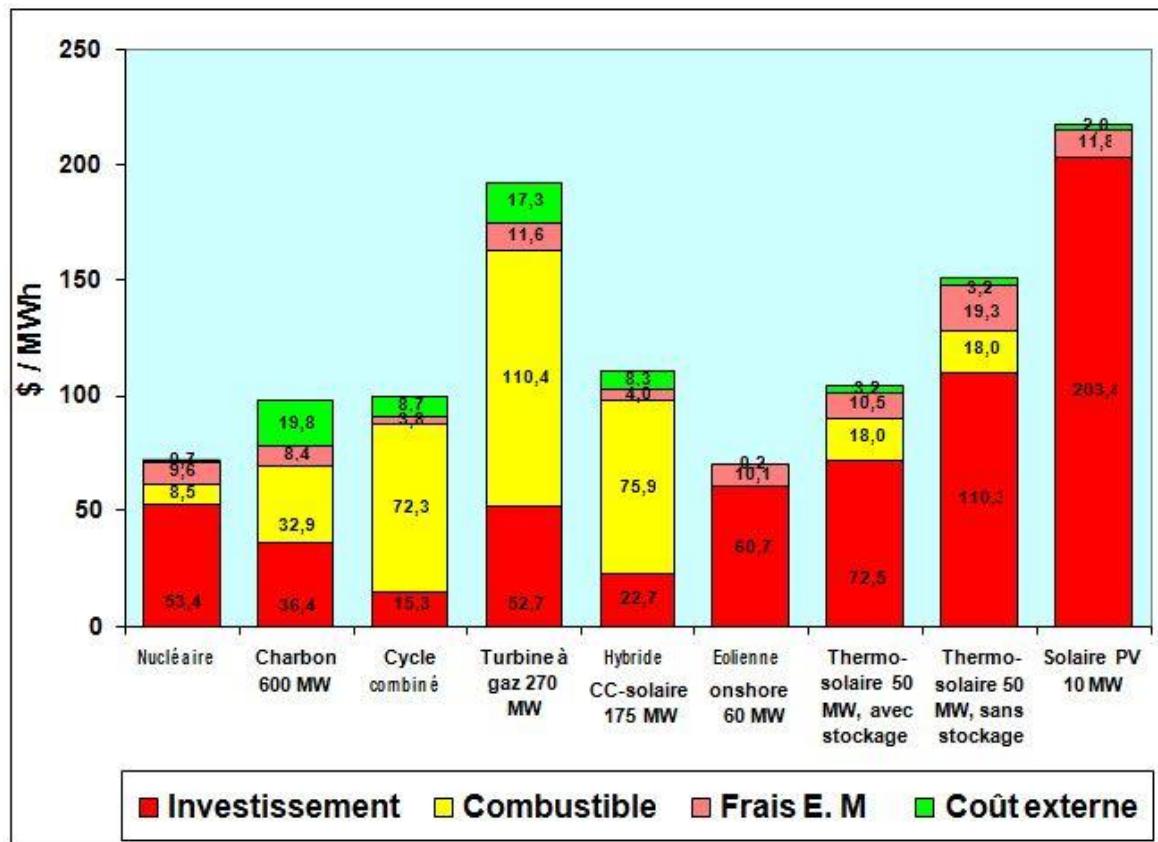


Figure 6.4 : Structure du coût de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production

On constate que la technologie qui a les coûts externes les plus élevés est la centrale supercritique à la houille, pour laquelle les coûts externes (19.8 \$/MWh) sont équivalents au coût du combustible (32.9 \$/MWh). Les turbines à gaz ont aussi des coûts d'externalités assez élevés (17.3 \$/MWh). La prise en compte des externalités renforce la position des centrales éoliennes et nucléaires qui ont des coûts externes très faibles (0.2 et 0.7 \$/MWh).

Les intervalles de variation des coûts de production des différentes options de développement du parc tunisien de production de l'énergie électrique et pour toutes les variantes de coûts d'investissement et de prix des combustibles, sont montrés dans les Figures 6.8 (sans externalités) et 6.9 (avec externalités).

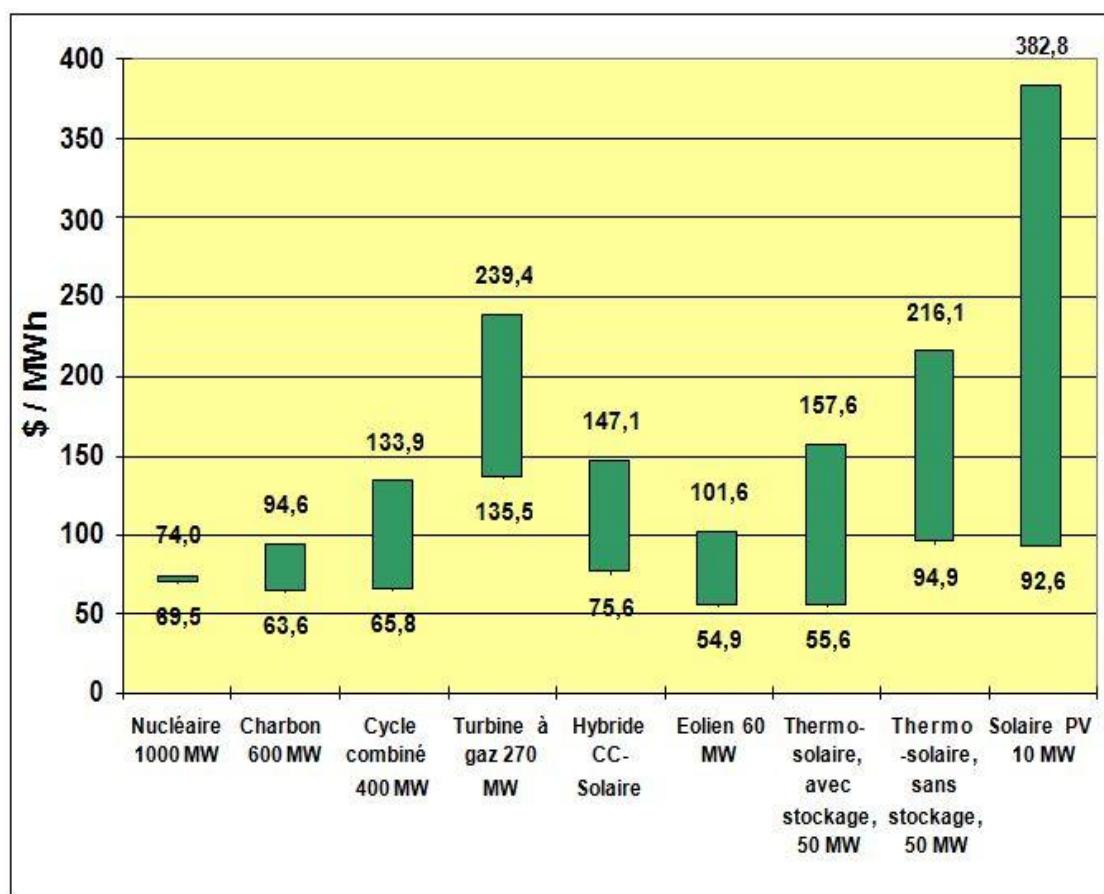


Figure : 6.5: Coûts de production, sans externalités, des options de développement du parc de production tunisien

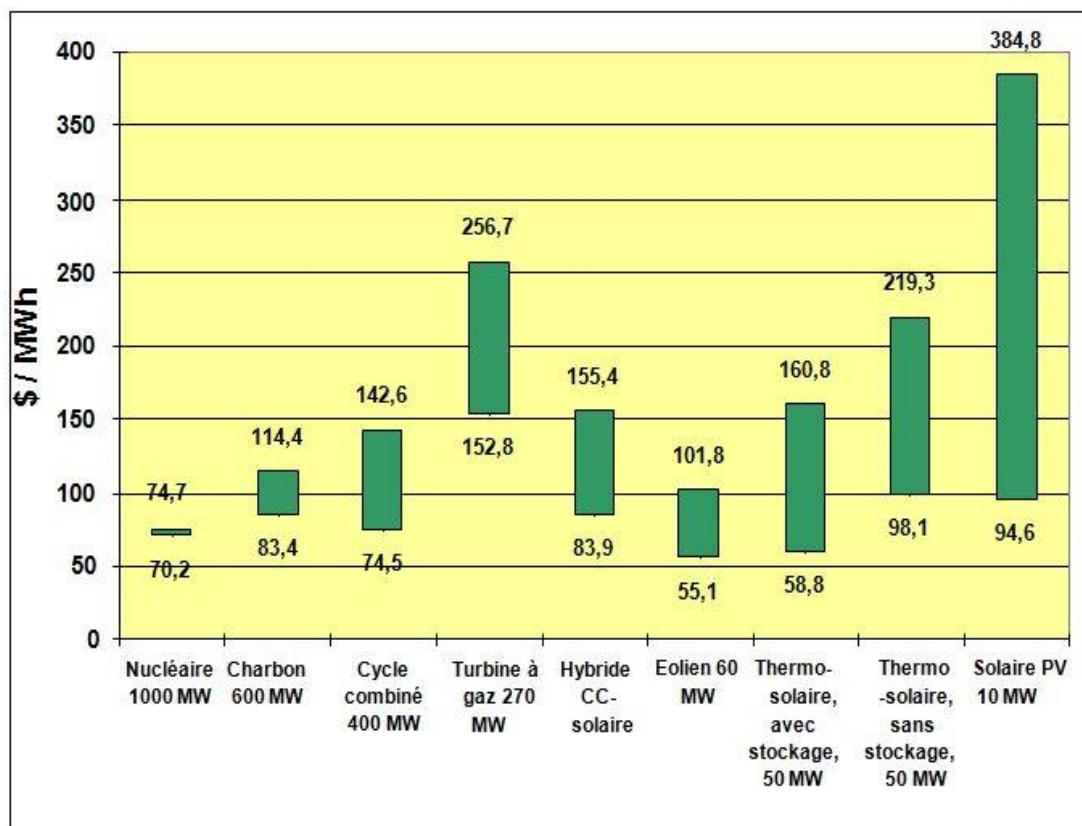


Figure : 6.6: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des options de développement du parc de production tunisien

7. Programmes de développement à moindre coût du parc de production de l'électricité

7.1. Le Modèle WASP

Le modèle Wien Automatic System Planning « WASP » est conçu pour évaluer le programme de développement optimum de point de vue économique d'un système de production d'électricité, sur une longue période, soumis à des contraintes imposées par l'utilisateur. Il utilise l'estimation probabiliste des coûts de production, du coût de l'énergie non-fournie (défaillante) et de la fiabilité du système, une technique de programmation linéaire pour déterminer la politique optimale de dispatching satisfaisant certaines contraintes exogènes sur les émissions polluantes, disponibilité du combustible et production d'électricité de certaines centrales et une méthode d'optimisation par programmation dynamique pour comparer les coûts des différentes programmes alternatifs de développement du système.

7.2. Hypothèses des analyses WASP

Les analyses relatives à l'optimisation du programme de développement du parc de production de l'énergie électrique de la Tunisie ont été effectuées pour les mêmes types d'unités de production que les analyses de « screening » et coût-bénéfices, sauf la centrale thermo-solaire sans stockage de l'énergie thermique (SSST) et la centrale photovoltaïque (PV10), qui n'ont pas été retenues pour l'analyse WASP parce que les analyses précédentes ont montré que leurs coûts de production sont plus élevés que ceux des autres options.

Les valeurs des paramètres techniques et économiques des options de développement suivantes: **NUCL**, **H600**, **C400** et **T270** ont été choisies par comparaison avec les hypothèses de plusieurs études élaborées récemment dans le monde par des entités de très bonne réputation professionnelle dans la planification énergétique: l'Agence Internationale de l'Energie, la Banque Mondiale, Energy Information Administration du Département de l'Energie des Etats-Unis, le Département du Commerce et de l'Industrie de la Grande Bretagne (DTI-UK), Massachusetts Institute of Technology (MIT), Electric Power Research Institute (EPRI) et Argonne National Laboratory des Etats-Unis, Pembina Institute de Canada, les universités techniques Lappeenranta (Finlande) et de Cape Town (Afrique du Sud), mais aussi les compagnies de consulting: ICF International, Lazard et Navigant Consulting.

Les données de ces sources ont été converties de leurs unités originelles aux unités du logiciel WASP et tous les coûts ont été convertis en dollar (\$). Les valeurs des paramètres techniques et économiques choisis pour la Tunisie sont montrées dans les annexes pour les options NUCL, H600, C400 et T270.

Les valeurs des paramètres techniques et économiques de l'option hybride **HGNS** ont été choisies par comparaison avec les centrales à cycle combiné, en ajustant les valeurs des paramètres qui sont influencés par l'intégration de l'îlot solaire. Les valeurs des paramètres techniques et économiques des options éoliennes terrestres **EOLT** et thermo-solaires avec stockage de l'énergie thermique **SAST** ont été élaborées dans des études à part et présentées comme annexes de cette étude.

Les options de développement: NUCL, H600, C400, HGNS, T270 et SAST ont été traitées dans la section des centrales thermiques du logiciel WASP. Le Tableau 7.1 présente les données d'entrée du logiciel WASP pour toutes les options de développement du parc tunisien de production de l'énergie électrique

Tableau 7.1: Les données d'entrée du logiciel WASP pour toutes les options de développement du parc de production tunisien

Paramètre	Unité	Options de développement du parc de production						
		NUCL	H600	C400	HGNS	T270	EOLT	SAST
Taille (Pmax)	MW	1000	600	400	175	270	60	50
Puissance minimum (Pmin)	MW	700	360	240	75	0.27	-	25
Rendement à la Pmax	%	33	40	52.7	52.5	34.5	-	35
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	2606	2150	1631	1712	2489	-	405
Rendement à la Pmin	%	29	33	48.3	40	30	-	28
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	2966	2606	1781	2247	2867	-	507
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	1767	1466	1407	1311	2489	-	304
Contribution à la réserve tournante du système	%	0	5	5	5	0	0	0
Taux de panne	%	4	10	9	8	7	-	45
Temps de maintenance	Jours / an	30	42	25	25	18	-	0
Prix du combustible en 2016	¢ / Gcal	298	1461	3967	3967	3967	-	3967
Frais E & M fixes	\$/ kW-mois	5.83	2.5	1.01	1.08	0.91	2.03	5.03
Frais E & M variables	\$/ MWh	0.5	4.1	2.1	2.1	3.3	-	0
Pouvoir calorifique du combustible	kcal/kg	955200000	6300	10000	10000	10000	-	10000
Facteur d'émissions SO ₂	% masse combustible	0	0.211	0	0	0	-	0
Facteur d'émissions CO ₂	% masse combustible	0	239.3	273.6	273.6	273.6	-	273.6
Coût d'investissement	\$/ kW	3820	2450	984	1575	658	1368.5	4230.5
Temps de construction	ans	6	4	3	3	2	2	3
Durée de vie	ans	50	35	25	25	25	20	30

Les autres données générales de l'analyse WASP sont les suivantes:

- Période de planification: 2016 - 2031
- Période d'étude : 2016 - 2045
- Taux d'actualisation: 8%
- Nombre de période par an : 4
- Coût de l'énergie défaillante : 5\$/KWh

La figure 7.1 représente l'interface de saisie des données d'entrés du logiciel WASP

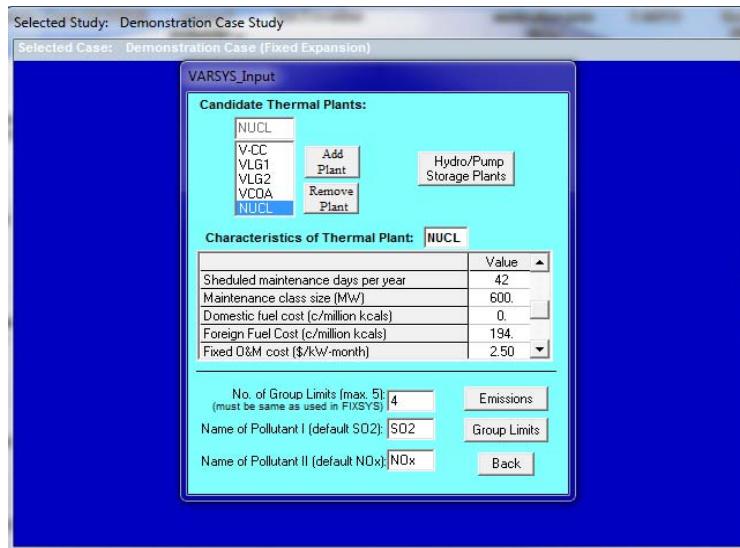


Figure 7.1 : fenêtre de saisie des données d'entrées du logiciel WASP

7.3. Résultats des analyses WASP

Après avoir préparé les données nécessaires aux simulations avec le modèle WASP, réalisé les analyses préliminaires expliquant les choix du modèle et défini la méthodologie à suivre pour l'optimisation du développement du parc de production, des simulations ont été effectuées afin d'aboutir à un programme optimal diversifié.

Outre le scénario de référence qui met en compétition toutes les technologies de production de l'électricité donnant ainsi le programme optimal, il faut prendre aussi comme considération d'autres scénarios supplémentaires, qui garantissent la production nécessaire de l'électricité, tout en déterminant la différence par rapport au scénario de référence, particulièrement en termes de surcoût, de besoins en combustibles fossiles et d'émissions de gaz à effet de serre. Les scénarios pris comme considération sont définis comme suit:

- Un scénario de référence avec un potentiel éolien total fixé à 550 MW y compris les centrales existantes et planifiées.
- Un scénario de référence sans contrainte technique sur la capacité éolienne additionnelle.
- Un scénario 2 remplaçant la centrale nucléaire de puissance 1000MW par des centrales thermo-solaires avec stockage.
- Un scénario 3 traduisant la continuité de la tendance actuelle en utilisant le gaz naturel et en introduisant les énergies renouvelables (solaire et éolien).
- Un scénario 4 écartant l'option nucléaire et privilégiant les centrales à charbon et les énergies renouvelables.
- Un scénario 5 écartant l'option charbon et privilégiant l'option nucléaire et les énergies renouvelables.

7.4. Le programme de développement optimal :

L'optimisation du développement du parc de production a été réalisée sur une période d'étude de 30 ans (2016-2045), pour permettre au logiciel WASP une bonne comparaison économique des options de développement, et une période de planification de 15 ans (2016-2031), pour laquelle on analyse les résultats de l'optimisation. Cette optimisation a été effectuée sans et avec la prise en compte des coûts externes associés aux différentes technologies de production de l'électricité.

La Figure 7.2 montre l'évolution des capacités installées du parc de production par type de technologie en précisant la capacité du parc existant et celles des nouvelles unités investies.

Le programme d'équipement optimal, sans tenir compte des énergies renouvelables, prévoit l'introduction d'une puissance totale de 4690 MW jusqu'en 2031.

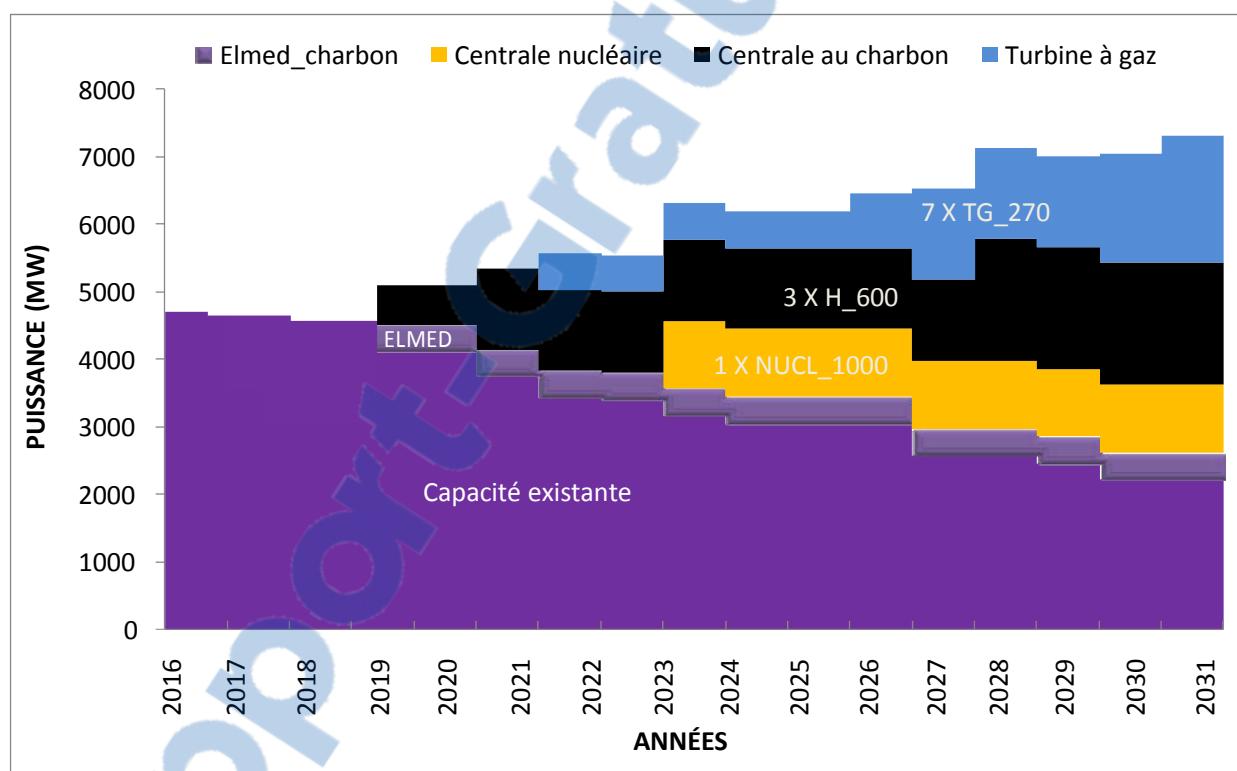


Figure 7.2 : La puissance du parc de production tunisien, sans tenir compte des énergies renouvelables,

En introduisant les énergies renouvelables, la capacité investie sur la période de planification 2016-2031 s'élève à 4870 MW (soit 180 MW de puissance renouvelable), le coût du combustible diminue et la fonction objective de l'optimisation diminue aussi. Sa ventilation par type de technologie est donnée dans le Tableau 7.2 :

Tableau 7.2 : Programme de développement optimal du parc de production pour la période 2016-2031

Année	Puissance du système existant	Equipements dispatchables			Equipements intermittents	Puissance totale du parc de production
		Centrale nucléaire (1000 MW/Unité)	Centrale au charbon (600 MW/Unité)	Turbine à gaz (270 MW/Unité)		
2016	4706	-	-	-	-	-
2017	4106	-	-	-	2	4226
2018	4106	-	1	-	-	4826
2019	4506	-	-	-	-	5226
2020	4146	-	1	-	-	5466
2021	3836	-	-	2	-	5696
2022	3809	-	-	-	-	5669
2023	3573	1	-	-	-	6433
2024	3455	-	-	-	1	6375
2025	3455	-	-	-	-	6375
2026	3455	-	-	1	-	6645
2027	2984	-	-	2	-	6714
2028	2984	-	1	-	-	7314
2029	2866	-	-	-	-	7196
2030	2626	-	-	1	-	7226
2031	2626	-	-	1	-	7496

Pour la période 2016-2021, la solution optimale prévoit la mise en service de deux centrales au charbon, deux turbines à gaz et deux centrales éoliennes soit une puissance totale additionnelle de 1860 MW. Ces mises en service permettront de répondre à la demande électrique et l'évolution de la pointe annuelle qui s'élève à 4472 MW en 2021. Outre l'introduction de la première centrale nucléaire en 2023, le programme de développement optimal prévoit à l'horizon 2026, l'introduction d'une troisième turbine à gaz et une nouvelle centrale éolienne permettant de répondre à une partie de la demande en énergie électrique. Notons que la puissance de pointe atteindrait 5091 MW en 2026.

Avec une croissance annuelle moyenne sur la période 2027-2031, la puissance de pointe s'élève à 5687 MW en 2031. Afin de couvrir cette puissance de pointe et le déclassement du plus gros groupe électrique actuel soit le cycle combiné de Radès de 410 MW, le programme optimal de développement prévoit l'introduction d'une troisième centrale au charbon, quatre turbines à gaz (Figure 7.3).

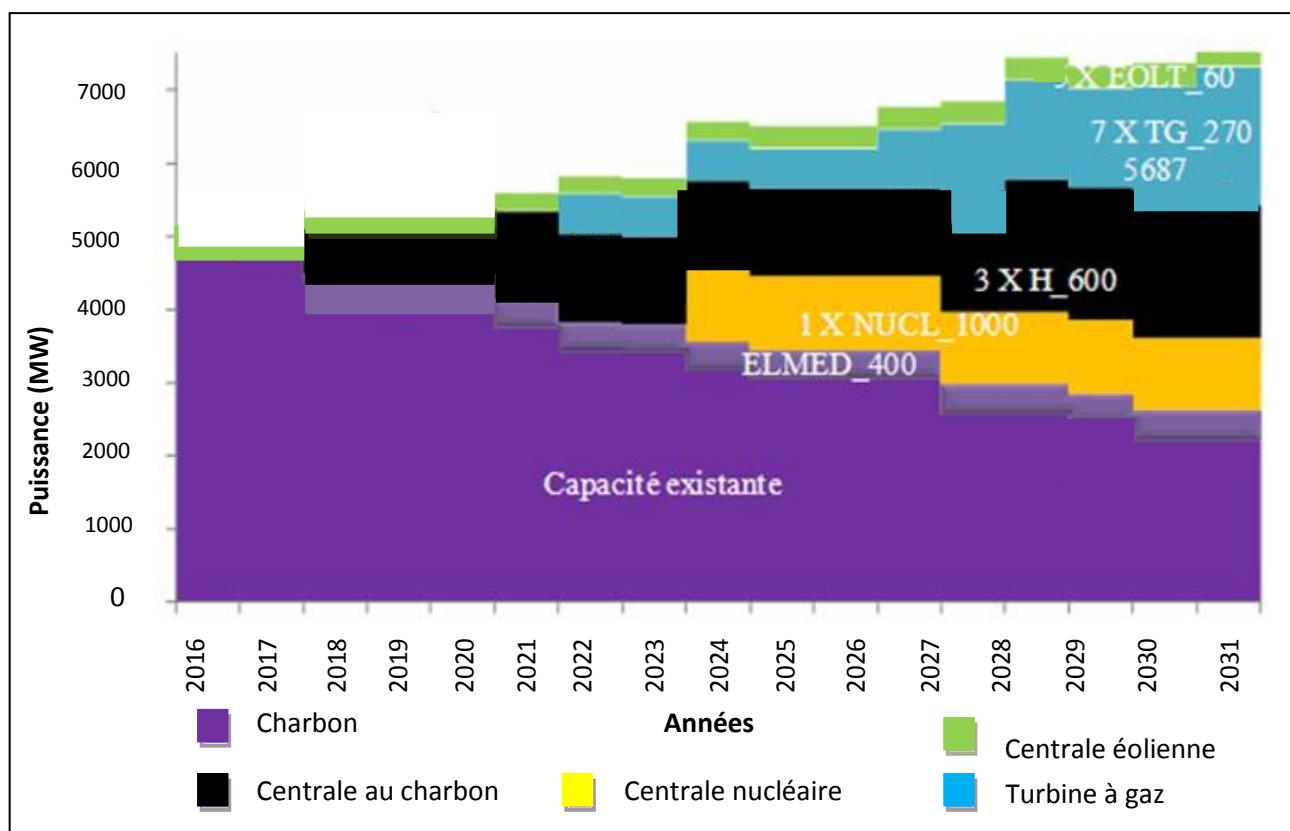


Figure 7.3 : La puissance du parc de production tunisien, en tenant compte des énergies renouvelables

Comme le montre la Figure 7.4, la quote-part des unités au gaz naturel dans la production d'électricité décroît et passe de 95% en 2016 à 52% en 2022. En effet, les unités au gaz sont substituées par les unités au charbon qui fournissent 43% de la production totale en 2022.

Avec l'introduction du nucléaire en 2023, la part de l'électricité d'origine nucléaire est de l'ordre de 28% alors que celle du gaz décroît de 33% et représente 34% de l'énergie totale produite et la production des centrales au charbon décroît aussi.

Au cours de la période 2023-2031, les parts en production de la centrale nucléaire et des unités au gaz se tassent légèrement pour atteindre respectivement 25% et 28% en 2031, par contre celle des unités au charbon augmente et atteint 42%. Le taux de participation des technologies vertes dans la production totale sera de 5%.

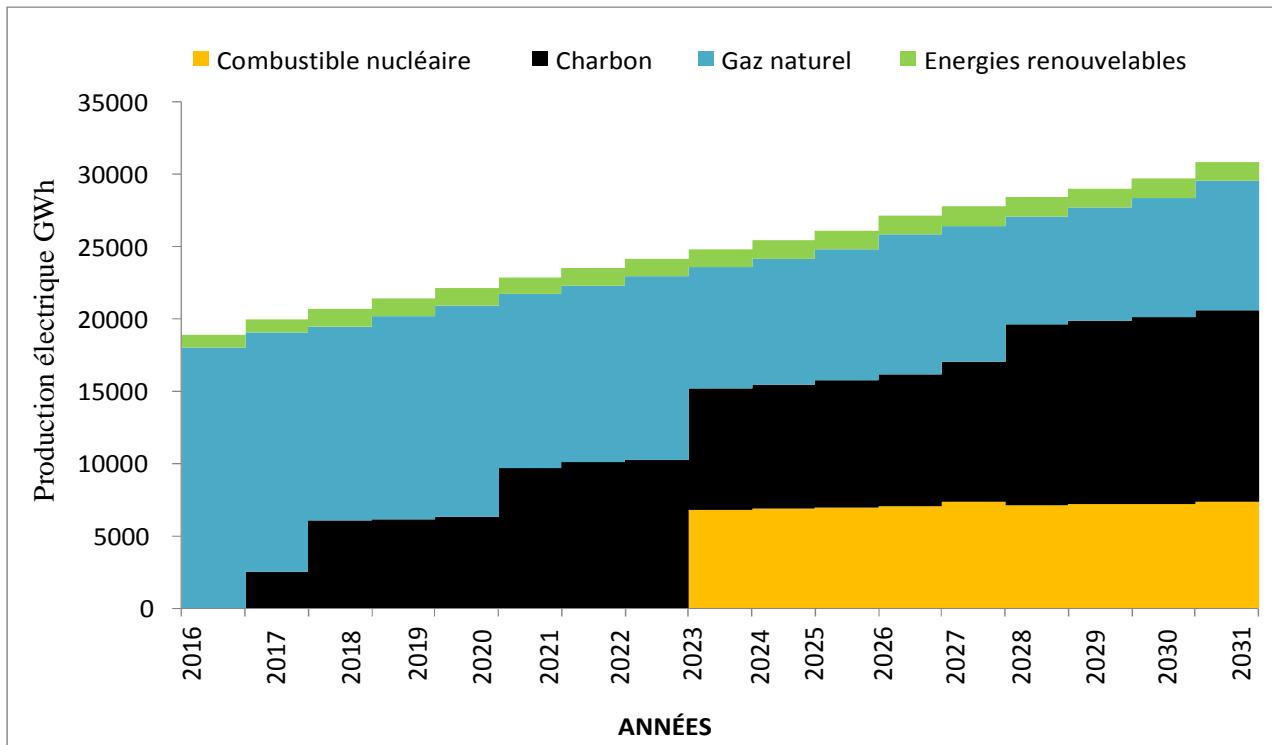


Figure 7.4 : Organisation de la production électrique

Partie 4 : Analyse comparative des options de développement du parc de productions de l'électricité retenu à l'aide de l'outil « WASP » avec la vision de l'état Tunisien à l'horizon 2030

8.1. Introduction

Le parc national de production électrique fonctionne actuellement quasi totalement au gaz naturel. Seuls, 310 MW de l'électricité produite étaient d'origine renouvelable.

Des études stratégiques ont été conduites, que ce soit par la STEG avec l'assistance de l'AIEA, par l'ANME, et même aussi le centre de recherche et technologie de l'énergie du borj cedria « CRTen » est impliqué dans cet affaire, pour déterminer le mix électrique optimal pour la Tunisie à l'horizon 2030. Ces études ont mis en compétition les filières suivantes :

- gaz naturel,
- nucléaire,
- charbon,
- et énergies renouvelables (éolien et solaire).

Ces filières ont été comparées selon des critères technico-économiques, socio-économiques et environnementaux et les avantages et inconvénients de chacune des filières ont été analysés.

En dehors des énergies renouvelables, les résultats des études ont fait émerger les options du nucléaire et du charbon en parallèle avec les centrales classiques au gaz.

8.2. Position du problème et mise en situation

En fait, un système de production électrique est supposé être sujet à une consommation d'énergie fossile ou alternative qui influe sur l'équipement, le coût de consommation, le coût de production et la fiabilité du système. On suppose également que le coût de production d'une centrale est la somme du coût du combustible en incluant le coût d'approvisionnement, le coût du fonctionnement du système (les coûts des différents types de maintenance et le coefficient de fiabilité) et les coûts externes (GES, impôts) tout en respectant la variabilité du coût selon le temps. Cette étude vise à développer une analyse comparative des différents types des options de production et d'orienter vers une autre vision stratégique tout en tenant compte l'objectif d'assurer le besoin nécessaire d'électricité à l'horizon de 2030.

8.3. La politique énergétique en Tunisie (historique)

- ✓ Année 60-80 : développement de l'offre et la mise en place de la structure institutionnelle du secteur de l'énergie : STEG (électricité et gaz) et ETAP (exploration et production des hydrocarbures)
- ✓ Milieu des années 80 : Prise de conscience d'un déficit énergétique prévisible ; (intégration de la composante de la maîtrise de la demande d'énergie, création de l'ANME « Agence Nationale pour la maîtrise de l'Energie »)
- ✓ Durant la décennie 90 : La mise en place de plusieurs réformes institutionnelles (entrée de l'investissement privée 'IPP' dans la production d'électricité, forte pénétration du gaz naturel)
- ✓ Au cours des années 2000 : Un déficit structurel dans le bilan énergétique, la maîtrise de l'énergie (ER / EE) est considérée comme l'un des piliers de la politique énergétique tunisienne.

- ✓ L'année 2019 : année clé, cette année représente la clôture des études pour les différentes options du parc de production de l'électricité et de commencer le déploiement du programme choisi.

8.4. Motivation de cette étude

Dans la simulation par (WASP), on n'a pas retenu en considération les options, photovoltaïque (PV) et thermo-solaire (SSTT), mais vu que l'importance de cet énergie où notre pays a un gisement solaire intéressant comme l'indique la figure 8.1. Une analyse comparative sera donnée tout en respectant la vision stratégique du pays.

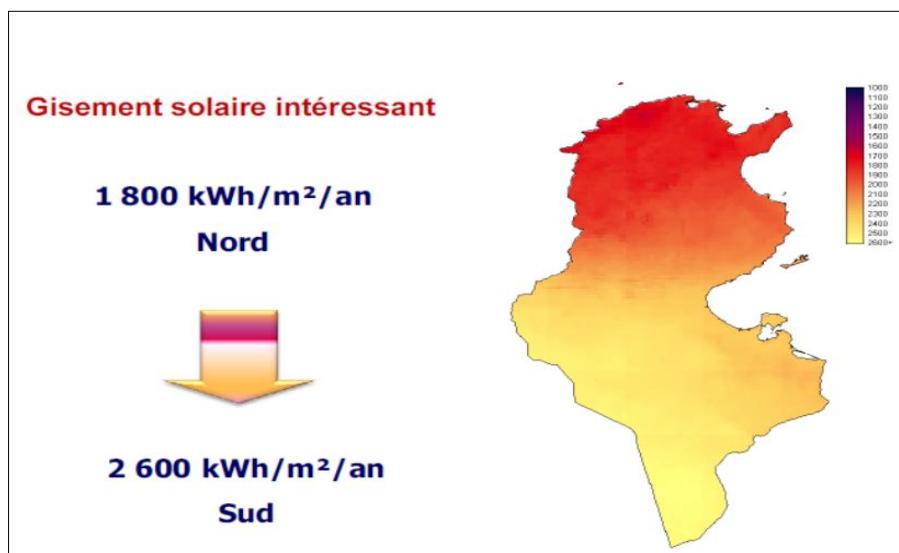


Figure 8.1 : le gisement solaire Tunisien

Dans cette partie, on a proposé d'autres options de développement d'un parc de production de l'électricité afin de répondre aux futures besoins.

La STEG doit développer un parc de production capable de générer et assurer la consommation de l'électricité.

Le travail de simulation à l'aide du modèle WASP (Wienne Automatic System Planning) à partir des données de prévisions de besoins en électricité et des coûts de production a permis de proposer un plan de développement de parc de production pour 2016-2031 en introduisant le nucléaire, le charbon, des turbines à gaz et l'énergie éolienne.

Dans le même cadre, d'autres organismes travaillent sur l'étude des options de développement d'un parc de production de l'électricité en se basant sur les énergies renouvelables (l'énergie solaire, l'énergie issue de la biomasse et l'éolien). En effet, le centre de recherche et technologie de l'énergie du borj cedria « CRTen » travaille sur des programmes de recherches dans la thématique du développement des énergies renouvelables ;

- Conversion thermique et photovoltaïque de l'énergie solaire
- Efficacité énergétique dans l'industrie et dans le bâtiment
- Valorisation énergétique des déchets

- Energie éolienne
- Piles à combustible

Les autres options de développement à partir du fossiles ou combustibles comme (le nucléaire, le charbon et le gaz) sont aussi des solutions de développement mais la question reste toujours est ce qu'ils sont les solutions optimales ou non vu que la nouvelle tendance internationale se dirige vers les ressources alternatives pour produire de l'électricité.

8.4.1. Le nucléaire

L'introduction de cette filière dans le paysage électrique Tunisien semble difficile à envisager à cause des plusieurs contraintes.

En effet, depuis l'incident de Fukushima, et en dépit de l'atout majeur dont on crédite le nucléaire en référence à sa rentabilité et son innocuité en terme d'émissions de gaz à effet de serre, on assiste à une remise en cause de ce choix par un grand nombre de pays dont certains ont annulé des commandes ou décidé d'anticiper le déclassement de leurs unités. Le recours à cette filière se heurte à de fortes oppositions des écologistes qui évoquent les dangers liés au transport des matériaux radioactifs et au traitement des déchets ainsi que l'aspect sécuritaire dont l'importance s'est amplifiée avec l'incident de Fukushima.

Cette filière se heurte également à des problèmes de faisabilité technique puisque l'intégration de réacteur de taille standard (1 000 – 1 500 MW) dans le réseau national n'est pas encore compatible avec la taille ciblée du parc, sachant que des réacteurs de taille plus modeste (400-600 MW) ne sont pas disponibles chez tous les constructeurs. Certains modèles sont encore en cours de développement et n'ont pas encore été commercialisés.

D'autres obstacles auxquels se heurte cette option peuvent être d'ordre financier et géopolitique tels que le mode d'investissement fortement capitaliste et complexe ainsi que la forte dépendance technologique et l'approvisionnement de matière première.

Par conséquent, l'option du nucléaire semble manquer de pertinence dans notre contexte actuel, du moins, à l'horizon 2030. Toutefois, eu égard à la situation critique relative à la sécurité d'approvisionnement pour la production d'électricité, il est important de poursuivre la veille et les études en cours afin d'être prêt à s'engager dans cette filière dès que des conditions plus favorables à son intégration seraient réunies.

8.4.2. Le charbon

L'une des contraintes le plus importantes pour le charbon consiste en son impact sur l'environnement comparé aux moyens de production au gaz naturel (environ 2 fois plus d'émissions de CO₂ qu'un cycle combiné, émissions de SO₂ plus élevées...).

Toutefois, grâce à l'évolution de la technologie avec les centrales au charbon supercritiques et ultra-supercritiques, l'amélioration du rendement des unités charbon a eu pour corolaire la réduction des émissions de CO₂. Il est à noter que le procédé de séquestration du carbone (Carbon Capture & Storage -CCS), procédé le plus radical contre les émissions de CO₂, est encore en cours de développement et maîtrise et est caractérisé par un coût très élevé.

Une deuxième contrainte de la filière charbon concerne le coût d'investissement qui est sensiblement plus élevé que celui d'un cycle combiné.

Tenant compte de son impact sur l'environnement, certaines institutions financières internationales telles que la Banque Mondiale n'accordent plus de financement pour cette filière sauf rares exceptions et sous condition de prise de mesures pour la séquestration du carbone. Certaines continuent à accorder des crédits pour ce type de projets au cas par cas (telles que la Banque Africaine de Développement, la JBIC...).

Toutefois, le processus d'accord peut être long. De même, certaines conditions sont posées comme préalables (telles que l'adoption de la technologie supercritique...). Il est donc important de s'y prendre à l'avance en ce qui concerne les démarches de recherche de financement afin d'augmenter les chances de succès.

Une autre contrainte relative à la filière charbon concerne le délai de réalisation un peu plus long que celui des autres filières.

Le site n'ayant pas encore été identifié et s'agissant d'un premier projet en Tunisie, un délai supplémentaire est à prévoir pour les études de faisabilité, les études de site, la conception du cahier de spécifications techniques.

En cas où ce choix est confirmé, la première centrale au charbon ne pourrait donc être mise en service qu'après une durée un peu longue.

Il y a lieu de préciser qu'une centrale charbon nécessiterait une infrastructure portuaire conséquente (port profond) avec des moyens de transport et de stockage appropriés.

La mise en place de ces installations devrait être réalisée en coordination avec les départements concernés (Ministère de l'Equipement, Ministère du transport, d'autres organismes...). D'un autre côté, d'après le bilan disponibilités/utilisations gaz à l'horizon 2030, un scénario basé sur le charbon réduirait sensiblement le déficit gazier sur la période. (voir figure suivante)

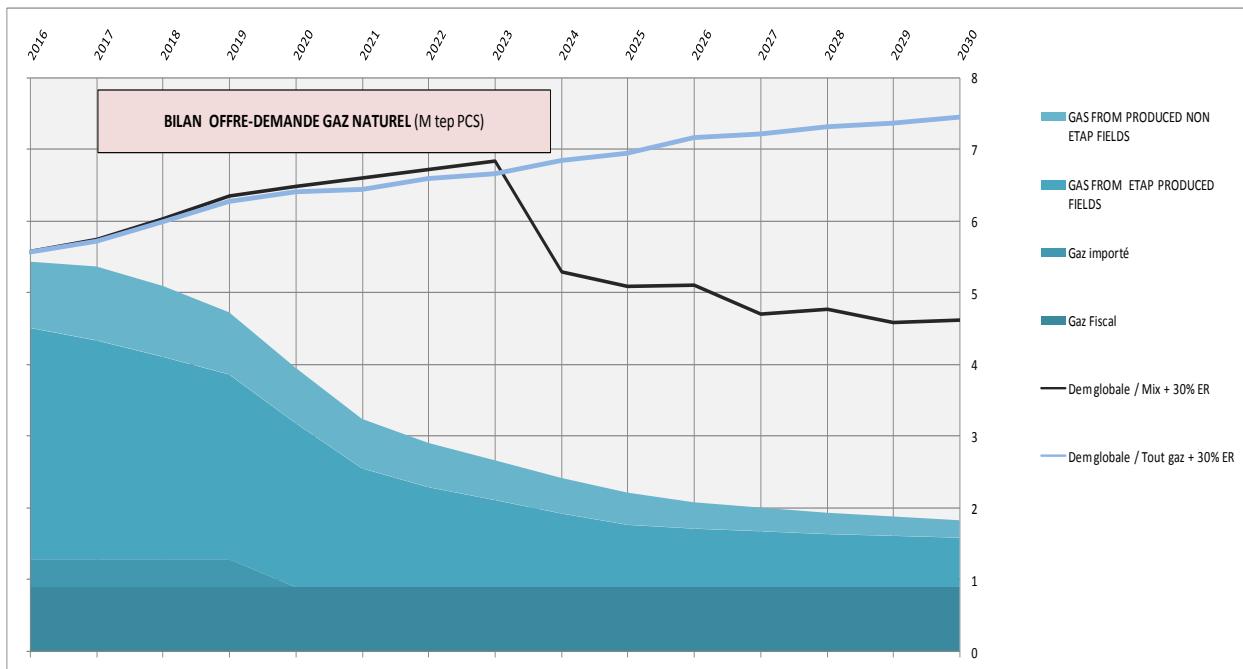


Figure 8.2: Bilan disponibilités utilisations gaz à l'horizon 2030

Source : Disponibilités Etap 2013, demande d'électricité STEG/DEP Fév. 2014

Parmi les questions qui devront faire l'objet d'une étude poussée, nous citons notamment les choix relatifs à l'infrastructure portuaire, au cycle du combustible (déchargement, stockage, transport, traitement, ...), l'approvisionnement du combustible (achat sur la base de contrats à long terme ou achat spot, sources d'approvisionnement), choix de la taille et de la technologie, impact sur le système électrique en cas d'option pour les paliers de puissances supérieurs...

Par ailleurs, tenant compte des répercussions de la filière charbon sur l'environnement, une étude d'impact environnemental et social devra être menée : Etude Environnementale Stratégique EES.

Enfin, une étude comparative des options EPC ou IPP devra être menée en examinant l'impact de ce choix de plusieurs points de vue (cout de kWh, conditions de financement, transfert du savoir-faire, délais de réalisation, risques afférents au projet...). A ce propos, nous pouvons relever que la réalisation en IPP impliquerait un engagement et une décision pour le projet plus tôt dans le temps que le cas du projet en EPC.

8.4.3. Les énergies renouvelables

Comme suite à l'étude stratégique menée par l'ANME en 2012, un objectif a été fixé d'atteindre une part de renouvelable dans le mix électrique de 30% à l'horizon 2030. D'autre part, le plan solaire tunisien en cours de mise à jour prévoit d'atteindre une capacité installée de 1 225 MW à l'horizon 2020 dont 310 MW sont déjà installés et 295 MW sont prévus d'être installés par la STEG.

Les forts potentiels du pays en énergie solaire et éolienne ne sont plus à démontrer. Toutefois, tenant compte des spécificités du système électrique tunisien, il est prévu qu'en l'absence d'interconnexion de forte capacité de transit et de moyens de stockage, la capacité du système électrique tunisien demeure limitée, notamment eu égard à l'absorption de

fortes capacités de renouvelable durant les périodes de creux. Il est à noter que des études sont actuellement en cours pour la réalisation d'une centrale pompage-turbinage et la réalisation d'une interconnexion avec l'Italie (ELMED). Ces ouvrages permettraient d'améliorer sensiblement la capacité d'intégration des renouvelables par le système électrique.

8.5. La tendance vers les énergies alternatives

Dans nos jours, les énergies alternatives représentent des solutions nouvelles et innovantes afin de produire de l'électricité. En effet, la biomasse représente 80% de la production d'électricité en Allemagne.

Vue l'emplacement favorable de notre pays (on fait partie de la région Mena et le grand désert de l'Afrique), des organismes internationaux travaillent sur la faisabilité des centrales solaire. En contrepartie, Le gouvernement tunisien a donné une grande importance pour ce nouveau axe stratégique ; 12% d'énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2020 et 30% en 2030 avec une capacité de 3815 MW, dont (éolien 1755 MW ; PV 1510 MW ; CSP ou SSST 450 MW ; Biomasse 100 MW). Même la loi sur la production d'électricité à partir des énergies renouvelables a été adoptée en Mai 2015 et ses textes d'application afin d'encourager les études de la faisabilité à partir de ces dernières ressources.

➤ Mécanisme d'accès au marché

Il existe différents mécanismes qui peuvent déployer la nouvelle tendance vers les énergies alternatives ; (Autoproduction, Net metering, Production indépendante sur la base de Feed in Tariff, concession privée en se basant sur l'appel d'offre, investissement direct par la STEG).

➤ Besoins en investissement

8017 millions d'euros représente le coût total d'investissement dont 6342 millions d'euros pour les projets des énergies renouvelables et 1675 millions d'euros pour renforcer le système électrique.

8.6. les contraintes relatives aux ressources hydrocarbures

Dans cette partie on cite quelques contraintes relatives aux ressources hydrocarbures

- Occupation importantes de terrains (vue le nombre excessifs de puits ; 700 puits)
- Possibilité de contamination des nappes phréatiques d'eau potable
- Possibilité de micro séismes
- Possibilité de fuite du gaz
- Une logistique très lourde autour du site d'exploitation (un grand nombre de camions causant des bruits et poussières)
- Etc...

Demeurent des aspects à prendre au sérieux lors des études avant toutes activités dans les régions concernées.

8.7. La stratégie énergétique ambitieuse en Tunisie

La Tunisie s'est engagée dans un processus de transition énergétique basée sur des objectifs ambitieux d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables. Elle a souhaité à ce titre travailler sur la mise en place d'un plan ambitieux de développement des énergies renouvelables puisque notre pays se trouve dans un emplacement stratégique comme le Maroc (notre référence) où l'énergie solaire représente une source importante et favorable dans notre cas. En effet, la Tunisie doit s'orienter vers le Plan Solaire et dans un cadre du Plan Solaire Méditerranéen. Même une première version a été préparée en 2009, puis actualisée en 2012. Compte tenu de l'évolution du contexte énergétique et politique du pays, il est nécessaire de mettre à jour le plan solaire sur la base des discussions entre les différents acteurs clés du secteur. De même, la Tunisie doit s'inscrire dans une vision de transition économique et énergétique vers une économie sobre en carbone basée sur deux choix majeurs :

- Un recours substantiel aux énergies renouvelables visant la diversification du mix énergétique pour la production d'électricité.
- Une amélioration considérable de l'efficacité énergétique visant une meilleure maîtrise de la demande d'énergie.

➤ La façon de surmonté de cette situation :

L'agence National pour la maîtrise de l'énergie 'ANME' travail sur la mise en place d'une stratégie à moyen et long terme appelé le plan solaire Tunisien, PST (2016 – 2030).

L'objectif de PST est de stimuler le développement durable (le développement des régions de l'intérieur et la création d'emplois) et de réduire l'instabilité régionale et l'impact des combustibles fossiles.

➤ Principales réalisations en Tunisie à partir de l'énergie solaire

- 3000 toitures solaires
- 650000 m² de chauffe-eau solaires
- 120 stations de pompage d'eau
- 14000 ménages ruraux, écoles rurales et postes frontaliers.

8.8. Le Plan Solaire Tunisien, composante majeure de la stratégie énergétique

En fait, la demande d'énergie primaire de la Tunisie a augmenté durant la dernière période, cette demande reste dominée par les hydrocarbures (produits pétroliers et gaz naturel) qui couvrent 99% de la consommation d'énergie primaire, alors que les énergies renouvelables ne dépassent pas le 1%. A cause de cette dépendance importante aux énergies conventionnelles, couplée avec la baisse de production nationale d'hydrocarbures l'équilibre de la balance énergétique doit être révisé tout en gardant l'esprit de s'orienter vers l'énergie solaire en grande partie et de référencier aux autres pays en voie de développement comme le Maroc

(Notre référence) qui a inauguré dernièrement sa première et la plus grande station solaire dans le monde. Donc, Le plan solaire tunisien est une opportunité et composante majeure de la stratégie énergétique qui représente aussi une option importante dans le choix des parcs de production de l'électricité.

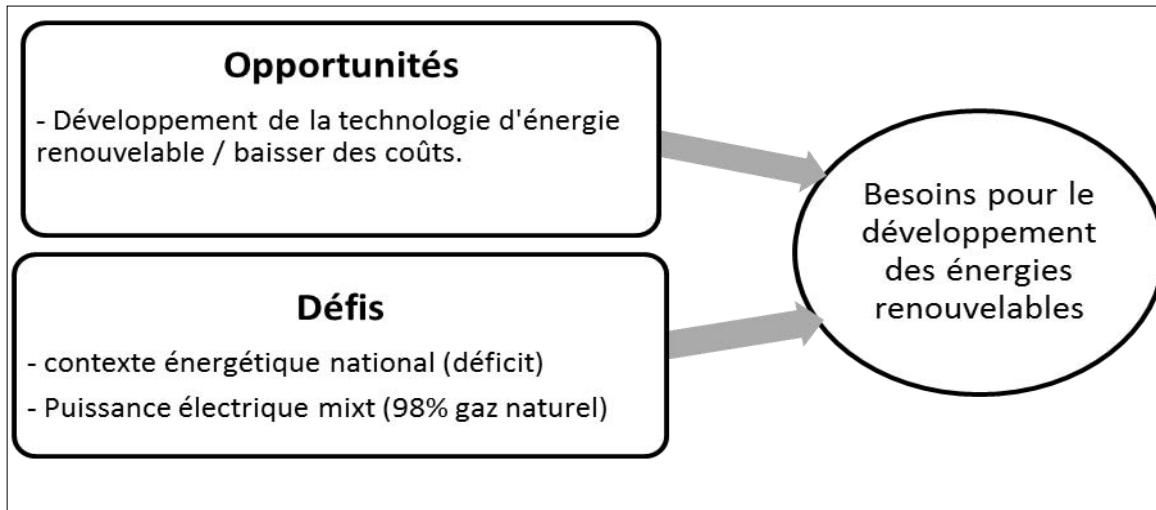


Figure 8.3 : Opportunités et défis pour le développement des énergies renouvelables

➤ **Le Plan solaire tunisien (2016 – 2030) selon 'CRTEn'**

Le centre des recherches et des technologies de l'énergie travail sur un objectif (30% d'énergie renouvelable en 2030) et le tableau suivant représente la prévision donnée par le centre (challenge).

Tableau 8.1 : La prévision du plan solaire Tunisien à l'horizon 2030

Objectif	2016	2020	2030
Vents	435 MW	835 MW	1755 MW
Centrales PV	80 MW	350 MW	920 MW
CSP		330 MW	460 MW
BIO	40 MW	140 MW	300 MW
Production	1200 GWh	3300 GWh	7700 GWh

Source : PST, conférence présentée par Pr Ibrahim Bsais « Directeur du CRTEn »

➤ **Les objectifs de développement des énergies renouvelables**

Le développement significatif de l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité : 30 % en 2030 dont les capacités prévues 1225 MW en 2020 et 3815 MW en 2030. Ainsi que le développement des autres technologies comme le chauffage solaire de l'eau (3 millions m² de capteurs en 2030) et pour le pompage d'eau (équipement de 4000 puits)

➤ **Les objectifs de production d'électricité à l'horizon 2030**

La stratégie tunisienne prévoit de ramener la part des énergies renouvelables, dans la production électrique de 2% environ à 30% en 2030, par rapport à un scénario tendanciel visant 5% d'énergies renouvelables en 2030. Selon ce scénario du mix électrique retenu par les pouvoirs publics tunisiens, le taux de pénétration des énergies renouvelables par rapport à la production électrique totale passerait de 4% actuellement à 12% en 2020 et 30% en 2030.

8.9. Analyse Stratégique du secteur solaire Tunisien

Les objectifs suprêmes pour toute la Tunisie : le développement économique, assurer la production électrique à l'horizon 2030 en suivant le programme de développement optimal réalisé et élaboré par différents organismes.

Dans la deuxième partie du mémoire on a travaillé sur la production de l'électricité à partir du combustible nucléaire et du fossile. Dans cette partie, on s'intéresse beaucoup au secteur solaire. En effet, le secteur solaire tunisien est l'outil opérationnel de mise en œuvre de la stratégie tunisienne en matière de mix électrique en ce qui concerne la partie de production d'électricité d'origine renouvelable. A ce titre, il focalise uniquement sur la production d'électricité raccordée au réseau et porte plus précisément sur quatre filières, à savoir : l'éolien, le PV raccordé au réseau, l'énergie solaire thermodynamique (CSP / SSST) et la biomasse.

En termes de capacités installées, le secteur solaire tunisien prévoit d'atteindre une capacité installée des énergies renouvelables en 2030 de l'ordre de 3815 MW par rapport à une demande d'électricité prévu en utilisant le modèle (MAED) d'environ 5678 MW. Il est à rappeler que la puissance électrique d'origine renouvelable actuelle est d'environ 310 MW, essentiellement éolien (244 MW) et centrales hydraulique (66 MW).

➤ La loi des énergies renouvelables en Tunisie

En mai 2015, le parlement Tunisien a voté, la loi-cadre sur la production d'électricité à partir des énergies renouvelables qui constituera l'outil réglementaire principal pour la mise en œuvre du plan solaire tunisien.

Cette dernière loi prévoit trois domaines de production d'électricité à partir des énergies renouvelables :

- La production pour le marché local.
- L'exportation de l'électricité renouvelable produite en Tunisie.
- L'autoproduction avec la possibilité de transport de l'électricité produite par le réseau national.

D'un autre côté, la réglementation prévoit trois régimes d'accès au marché :

- La production pour la vente à la STEG entant qu'acheteur unique, dans la limite d'un seuil de puissance.
- L'autoproduction à partir des énergies renouvelables.
- Le système de concession par appel à la concurrence.

8.10. Mise en œuvre de la stratégie du secteur Solaire Tunisien

Dans cette partie, on s'intéresse aux mesures d'accompagnement ayant comme objectif d'optimiser le secteur solaire tunisien.

➤ Réformes réglementaires

- Le droit et les conditions d'accès au réseau électrique
- Les conditions d'obligation de l'achat de l'électricité d'origine renouvelable.

➤ Réformes institutionnelles

- Régulateur indépendant du secteur électrique : référentiel électrique, arbitrage des conflits, fixation des tarifs d'achat.

➤ Renforcement des capacités

- Formation des acteurs : publics, Entreprises, banques...
- Recherche et développement : prévisions, gisement, Smart-grid, stockage.

➤ Renforcement de la capacité d'absorption du système électrique :

- Renforcement du réseau de transport dans les sites à fort potentiel ; centrales de haute flexibilité (dispatching) ...

8.11. La conduite à la mise en place du programme solaire tunisien

L'objectif est de cibler une large gamme d'investisseurs potentiels dans le marché des énergies renouvelables commençant par les plus petits au plus importants :

- Des ménages qui investissent dans des toits solaires pour installer le photovoltaïque.
- Des citoyens souhaitant investir seuls ou dans un cadre coopératif dans des projets locaux de petites tailles.
- Des entreprises qui investissent dans des installations BT sur les toits de leurs bâtiments
- Des investisseurs nationaux et internationaux moyens investissant dans des parcs éoliens, photovoltaïque(PV) ou biomasse de moyennes tailles.
- Des investisseurs internationaux de référence qui ne sont attirés que par des gros projets
- La STEG qui souhaite réaliser des investissements publics dans des projets renouvelables d'origine éolienne, photovoltaïque (PV) ou le solaire thermodynamique (CSP).

Pour enrôler ces types d'investisseurs, la loi sur les énergies renouvelables promulguées en mai 2015, permettra aussi de faire cohabiter plusieurs régimes d'accès, à savoir:

- Le régime d'investissement public réalisé par la STEG : Ces projets sont développés directement par la STEG faisant appel aux finances publiques.

- Le régime d'appel d'offre (concession privée) : Ce régime consiste à faire appel à des opérateurs privés qui construisent et exploitent une centrale électrique d'énergie renouvelable tout le long de sa durée de vie et qui sont sélectionnés par voie d'appel d'offre public.
- Le régime d'autoproduction : Ce régime consiste aux établissements à investir dans des installations d'énergies renouvelables pour leur propre consommation d'électricité. En fait, La loi tunisienne, donne le droit de produire l'électricité d'origine renouvelable dans divers sites. Comme, elle autorise aussi de produire l'énergie et le transporter à travers le réseau électrique national jusqu'à leurs points de consommation, moyennant le paiement d'un droit de transport fixé par arrêté. D'un autre côté, la loi donne le droit de vendre les excédents de l'électricité exclusivement à la STEG dans les limites de 30 % de l'électricité produite annuellement.
- Le régime du tarif d'achat affiché : Ce régime s'agit de l'approche connue sous le nom de Feed in Tariff (FIT). Il consiste à donner le droit à tout développeur de centrale électrique à partir d'énergie renouvelable de produire et de vendre l'électricité produite au seul acheteur, dans notre cas c'est la (STEG). En contrepartie, la réglementation oblige l'acheteur (STEG) à acheter la totalité la quantité d'électricité produite à un prix de vente connu et affiché d'avance.
- Le régime Prosol Elec (Net metering) : Ce régime consiste à faire payer au ménage le solde entre sa consommation électrique et la production fournie par l'installation photovoltaïque (PV). Dans le même cadre, les collectivités et les entreprises peuvent aussi installer des générateurs (PV) sur leurs toits et bénéficient du système de net metering avec une limitation à la puissance souscrite. Par ailleurs, ces entreprises sont obligées de signer un contrat-programme avec l'ANME.

8.12. Le programme de développement du parc de production en énergies renouvelables pour la période (2016 – 2031)

Après avoir donné un programme de développement d'un parc de production dans la troisième partie du mémoire en tenant essentiellement compte du charbon, nucléaire, gaz et l'éolien, d'autres programmes de développement basés sur des ressources renouvelables doit être proposé afin d'aboutir à un programme ou une décision optimale diversifiée.

➤ le photovoltaïque (PV)

D'après l'étude de l'ANME, cette option est prévu d'atteindre une capacité installée de 1510 MW en 2031, répartie sur la période 2016-2030, comme suit :

Tableau 8.2 : Programme proposé des réalisations du PV en MW (2016 – 2030)

	2016	2020	2025	2030
STEG	0	60	70	100
IPP	0	60	140	180
FIT	0	130	345	588
Net metering	30	155	392	642
Total	30	405	947	1510

➤ Le solaire thermodynamique (CSP) ou (SSST)

La technologie solaire thermique à concentration « CSP ; Concentrated Solar Power » est une technologie qui produit de l'électricité en convertissant l'irradiation solaire directe en énergie. Contrairement aux cellules PV, les centrales CSP ne peuvent utiliser l'irradiation diffuse issue du rayonnement solaire filtré par les nuages, les particules ou les molécules présentes dans l'air, car elle ne peut être concentrée. Le processus de conversion d'énergie consiste à concentrer l'énergie solaire et la convertir en énergie thermique utilisable - convertir la chaleur en électricité.

Le CSP ne se développera par le secteur privé (concession attribuée par voie d'appel d'offre) qu'au-delà de 2020. Un projet de 50 MW est déjà prévu en 2021 et le reste, soit 400 MW en concessions réalisés sur la période 2024-2030.

Tableau 8.3 : Programme proposé des réalisations du CSP en MW (2016 – 2030)

Année	2016	2020	2025	2030
STEG	0	0	50	50
IPP	0	0	100	400
Total	0	0	150	450

➤ La biomasse

Il est prévu d'installer une capacité de production d'électricité à partir de la biomasse d'environ 100 MW à l'horizon 2030, répartie dans le temps comme suit :

Tableau 8.4 : Programme proposé des réalisations de la biomasse en MW (2016 – 2030)

Année	2016	2020	2025	2030
IPP	0	45	80	100

➤ **L'éolien**

La capacité prévue de production de l'électricité à partir de la technologie éolienne pour la période (2016-2030) selon l'ANME est présenté dans le tableau suivant :

Tableau 8.5 : Programme proposé des réalisations de la technologie éolienne en MW (2016 – 2030)

Année	2016	2020	2025	2030
STEG	245	545	645	735
IPP	0	0	100	100
FIT	0	150	390	750
Auto-producteurs	0	80	170	170
Total	245	775	1305	1755

➤ **Analyse de la capacité de production totale de l'électricité à partir de l'énergie renouvelable :**

Le tableau suivant montre la capacité de production totale de l'électricité en se basant sur des énergies renouvelables. La production totale de l'électricité varierait entre 275 MW en 2016 et 3815 MW en 2030

Tableau 8.6: Programme proposé des réalisations de toutes les options renouvelables en MW Pour la période (2016 – 2030)

Année	2016	2020	2025	2030
PV	30	405	947	1510
CSP / SSST	0	0	150	450
Biomasse	0	45	80	100
Eolien	245	775	1305	1755
Totale	275	1225	2482	3815

Dans ce tableau, on remarque que la totalité de la capacité de production à partir des énergies renouvelables est de 3815 MW à l'horizon 2030 c'est presque l'équivalent d'une centrale nucléaire, trois centrales aux charbons et quatre turbines à gaz (3880 MW). La vision stratégique ou les programmes proposés à partir des énergies renouvelables à l'horizon 2030, consistent à atteindre une capacité de production de 3815 MW, d'après la projection de la demande d'électricité pour le scénario de référence y compris aussi les pertes dans les réseaux de transport et distribution, la pointe nationale atteindrait 5687 MW. Dans le même cadre, la STEG doit maintenir au minimum une capacité de production qui dépasse la pointe de 25%, c'est-à-dire, pour assurer une bonne gestion de l'électricité, La STEG doit produire au minimum une capacité de production de 7109 MW à l'horizon de 2030.

D'après le programme de développement du parc de production obtenu par simulation à partir du (WASP) (Voir Tableau 8.5), on constate qu'il nous faut au minimum une centrale nucléaire de capacité (1000 MW), trois centrales au charbon d'une capacité (3 x 600 MW = 1800 MW), sept turbines à gaz (7 x 270 MW = 1890 MW) et trois centrales éoliennes (3 x 60 MW = 180 MW) pour répondre aux besoins prévus à l'horizon 2030. En effet, ce programme est proposé par le département PCE (Projet de la centrale Electronucléaire) où j'appartiens est chargé de travailler sur le développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie en se basant essentiellement sur le gaz, le nucléaire, le charbon, le gaz de schiste. Il existe en contrepartie, d'autres organismes et centres de recherches qui travaillent aussi sur le développement du parc de production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Dans la même thématique, cette quatrième partie représente une vision et des propositions d'autres options des parcs basés sur les énergies renouvelables (le photovoltaïque, la biomasse, le solaire thermique à concentration et les centrales éoliennes) dont on peut couvrir un morceau important dans la demande de l'électricité. En effet, d'après (le tableau 8.6), un programme de développement du parc de production de l'électricité pour la période (2016 – 2031) à partir des énergies renouvelables est proposé tout en respectant les objectifs du pays.

Tableau 8.7 : Programme de développement du parc de production pour la période (2016 – 2031) retenu par simulation sur «WASP»

Année	Puissance du système existant	Centrale nucléaire (MW)	Centrale au charbon (MW)	Turbine à gaz (MW)	Centrale éolienne (MW)	Puissance totale du parc de production MW	Puissance pointe (demande) MW *	Puissance de production / Puissance pointe (%)
2016	4706	-	-	-	-	4706	3766	1.25
2017	4106	-	-	-	120	4226	-	-
2018	4106	-	600	-	-	4826	-	-
2019	4506	-	-	-	-	5226	-	-
2020	4146	-	600	-	-	5466	-	-
2021	3836	-	-	540	-	5696	4472	1.27
2022	3809	-	-	-	-	5669	-	-
2023	3573	1000	-	-	-	6433	-	-
2024	3455	-	-	-	60	6375	-	-
2025	3455	-	-	-	-	6375	-	-
2026	3455	-	-	270	-	6645	5091	1.30
2027	2984	-	-	540	-	6714	-	-
2028	2984	-	600	-	-	7314	-	-
2029	2866	-	-	-	-	7196	-	-
2030	2626	-	-	270	-	7226	-	-
2031	2626	-	-	270	-	7496	5687	1.31

*Projection de la pointe nationale de l'électricité pour le scénario de référence obtenu par le modèle «MAED»

Tableau 8.8 : Programme de développement du parc de production pour la période (2016 – 2031) à partir des énergies renouvelables

Année	Puissance du systèmes existant	Photovoltaïque (PV) MW	La Biomasse MW	Solaire thermique à concentration (CSP) MW	Centrale Éolienne MW	Puissance totale du parc de production MW	Puissance pointe (demande) MW *	Puissance de production / Puissance pointe (%)
2016	4706	30	-	-	-	4736	3766	1.25
2017	4106	-	-	-	-	4136	-	-
2018	4106	-	-	-	-	4136	-	-
2019	4506	-	-	-	-	4536	-	-
2020	4146	375	45	-	410	5006	-	-
2021	3836	-	-	-	-	4696	4472	1.05
2022	3809	-	-	-	-	4669	-	-
2023	3573	-	-	-	-	4433	-	-
2024	3455	-	-	-	-	4315	-	-
2025	3455	542	35	150	470	5512	-	-
2026	3455	-	-	-	-	5512	5091	1.08
2027	2984	-	-	-	-	5041	-	-
2028	2984	-	-	-	-	5041	-	-
2029	2866	-	-	-	-	4923	-	-
2030	2626	563	20	300	450	6016	-	-
2031	2626	-	-	-	-	6016	5687	1.06

*Projection de la pointe nationale de l'électricité pour le scénario de référence obtenu par le modèle «MAED »

Tableau 8.9 : le programme de développement du parc de production à partir des énergies renouvelables par rapport au programme de développement à partir du (charbon, nucléaire et gaz)

Année	Programme du parc de production à partir des énergies renouvelables	Programme du parc de production à partir du (nucléaire, charbon, gaz)	Programme (nuc, char et gaz) / Programme (énergies renouvelables) (%)	Puissance pointe (Demande) MW*	Puissance souhaitée par la STEG (MW)
2016	4736	4706	1	3766	4703
2017	4136	4226	1.02	-	-
2018	4136	4826	1.16	-	-
2019	4536	5226	1.15	-	-
2020	5006	5466	1.09	-	-
2021	4696	5696	1.12	4472	5500
2022	4669	5669	1.12	-	-
2023	4433	6433	1.45	-	-
2024	4315	6375	1.47	-	-
2025	5512	6375	1.15	-	-
2026	5512	6645	1.20	5091	6364
2027	5041	6714	1.33	-	-
2028	5041	7314	1.45	-	-
2029	4923	7196	1.46	-	-
2030	6016	7226	1.20	-	-
2031	6016	7496	1.24	5687	7109

*Projection de la pointe nationale de l'électricité pour le scénario de référence obtenu par le modèle «MAED »

Perspectives :

- Pour l'année 2016; les deux programmes de développement répondent aux exigences (la puissance pointe et la puissance souhaitée par la STEG)
- Pour les années 2021, 2026 et 2031; le seul programme de développement qui répond aux deux exigences (la puissance pointe et la puissance souhaitée par la STEG) est le programme obtenu par analyse « WASP » par contre le programme du développement du parc de production à partir des énergies renouvelables satisfait seulement la puissance pointe demandé dans le pays.

Conclusion Générale

On s'est intéressé dans ce travail à l'étude des options de développement d'un parc de production de l'électricité de la Tunisie.

Nous avons donc commencé ce mémoire par citer le cadre général du projet d'étude des options de développement d'un parc de production de l'électricité de la Tunisie qui a servi de faire une description du secteur électro-énergétique du pays, de citer aussi les différents parcs existants et déclassements décidés d'unités de production. Après introduction du secteur électro-énergétique du pays, nous avons pu constater que le développement d'un parc de production de l'électricité est nécessaire suite à la diminution de la puissance totale à l'horizon de 2030.

Dans la deuxième partie, nous avons présenté les différents types de prévision de la demande future de l'énergie électrique en tenant compte des différents coûts en utilisant le modèle « MAED, model for analysis of the Energy Demand » pour les différents secteurs (transport, services, industrie et ménages) en se référant sur trois scénarios (référence, faible et fort), dont l'objectif est d'effectuer des simulations des solutions optimales pour 'mix-énergies'.

La troisième partie, présente une description de différentes options de développement d'un parc de production d'électricité. Ces options sont essentiellement caractérisées par l'utilisation du nucléaire, le charbon, le gaz et l'énergie renouvelable. Un programme de développement à moindre coût du parc de production de l'électricité est retenu à partir du modèle de simulation « WASP ; Wien Automatic System Planning » qui favorise l'adoption des sept unités à gaz (270 MW), trois centrales au charbon (600 MW), une centrale nucléaire (1000 MW) et trois centrales éolienne (60 MW) pour la période 2016 – 2031.

Dans le même cadre, une quatrième partie présente une analyse comparative des options de développement du parc de productions de l'électricité à l'horizon 2030 réalisé par simulation sur le modèle « WASP » et la vision stratégique 2030 de l'état Tunisien qui consiste à déployer 12% d'énergie renouvelable en 2020 et 30% en 2030 qui sont devenus des plans pour le gouvernement. En effet, un programme de développement du parc de production pour la période (2016 – 2031) à partir des énergies renouvelables est présenté dans cette partie en tenant compte sur l'importance et la nouvelle tendance vers ces énergies alternatives.

A la fin nous arrivons au but essentiel de ce travail qui est l'étude des différentes options de développement du secteur électrique du pays qui permet déterminer le programme de développement optimal du parc de production.

Il ressort de cette étude les conclusions suivantes:

- L'importance de faire une balance optimale entre le programme de développement obtenu par simulation su « WASP » et le programme de développement à partir des énergies renouvelables.

- L'année 2019 est l'année clé, car une décision optimale doit être prise afin d'augmenter la puissance développable totale et satisfaire la future demande. On remarque qu'à partir de 2020 jusqu'à 2030 il existe une différence de 1000 MW et 2300 MW entre le programme de développement retenu par « WASP » et le programme de développement à partir des énergies renouvelables.
- L'option renouvelable la plus prometteuse est l'éolien terrestre, qui aura après 2016 une grande importance dans la production comparable aux autres options et qui, en plus, a une tendance décroissante et n'est pas soumise au risque de croissance du prix du combustible.
- L'introduction de la première centrale électronucléaire en Tunisie est justifiée de point de vue économique. Par ailleurs, cette option permet de diminuer le creux de la demande importante à partir de l'année 2020.
- Les énergies renouvelables font partie du programme optimal du parc de production de l'électricité sans dégrader la fiabilité du système électrique qui est déjà assurée par les moyens de production non-renouvelables. Elles assurent, actuellement une capacité de 310 MW en espérant d'augmenter cette capacité à partir du programme de développement du parc de production de l'électricité proposé dans la quatrième partie. L'introduction de ces technologies vertes procure, pour les scénarios sans et avec externalités, un gain en combustibles fossiles et permet de réduire les émissions des gaz à effets de serre.

Annexe 1 : Valeurs des paramètres techniques et économiques de l'unité nucléaire NUCL

Paramètre	Unité	Sources des données										NUCL Tunisie
		ICF(1)	IEA-ET SAP(2)	US-DOE- EIA(3)	MIT(4)	EPRI(5)	Lazard(6)	Navigant(7)	ANL(8)	DTI-UK(9)	IEA, WEO 2006(10)	
Cas	-	-	-	-	-	-	-	-	EPR pour Pologne	-	-	-
Taille (Pmax)	MW	-	-	1350	-	1400 - 1500	1100	1000	1500	-	-	1000
Puissance minimum (Pmin)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	700
Rendement à la Pmax	%	32.8	LWR, HWR: 30 - 32;	32.7	-	33 PCS	-	32.8 PCS	37	36.1 PCI	33 PCI	33
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	2633	-	-	-	-	2606
Rendement à la Pmin	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2966
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1767
Contribution à la réserve tournante du système	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Taux de panne	%	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4
Temps de maintenance	Jours / an	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	30
Prix du combustible	¢ / Gcal	-	-	-	276	330	198	212	271	-	219	298
Frais E & M fixes	\$ / kW-an	117	0	93	-	-	12.8	59	49	-	72	70
Frais E & M variables	\$ / MWh	1.3	10 - 16	0.5	-	-	11	1.3	0.6	-	0	0.5
Coût d'investissement		4913	2600 - 3115	3445	4154	3380 - 3980	3750 - 5250	2563	2217	2769	-	3820
Temps de construction	Ans	-	5	6	-	-	6	-	7	-	5	6
Durée de vie	Ans	-	Technique: 30 - 60; LWR/EPR: 60;	-	-	-	-	40	40	40	40	50

Sources:

- (1) ICF International, Investment decisions for baseload power plants, January 2010
- (2) International Energy Agency (IEA), Energy Technology System Analysis Program (ETSAP), Nuclear power, November 2009
- (3) US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009, 03/09
- (4) Massachusetts Institute of Technology MIT), 2009 Update of the MIT 2003 Future of nuclear power, 2009
- (5) Electric Power Research Institute (EPRI), USA, Program on technology innovation: Integrated generation technology options, Technical update, November 2008
- (6) Lazard, Levelized cost of energy analysis, Version 2.0, June 2008
- (7) Navigant Consulting Inc., Levelized Cost of Generation Model - Renewable Energy, Clean Coal and Nuclear Inputs, Integrated Energy
- (8) Policy Report (IEPR) Committee Workshop on the Cost of Electricity Generation, June 2007 (prepared for: California Energy)
- (9) Argonne National Laboratory, Decision and Information Sciences Division – Poland becoming a member of the Global Nuclear Energy Partnership, Volume 2 - Appendices, March 2007
- (10) Department of Trade and Industry (DTI), United Kingdom (UK), The energy challenge, Energy review report 2006, July 2006

Notes:

- LWR - Light Water Reactor
- HWR - Heavy water reactor
- EPR - European Pressurized Reactor
- PCS - Pouvoir calorifique supérieur
- PCI - Pouvoir calorifique inférieur

Annexe 2 : Valeurs des paramètres techniques et économiques de l'unité à charbon H600

Paramètre	Unité	Sources des données											H600 Tunisie
		ICF(1)		CD(2)		EPRI(3)	Lazard(4)	WB- ESMAP(5)	ANL(6)	IEA(7)	Pembina(8)	DTI-UK(9)	
Cas	-	1	2	3	Europe	Maroc	-	-	-	Pologne	Avec FGD	Avec FGD, LNB, SCR	-
Taille (Pmax)	MW	-	550	600	500	500	600 - 750	-	500	400	384 - 965	100 - 1000	600
Puissance minimum (Pmin)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	360
Rendement à la Pmax	%	37.5	39.1 PCS	37.3 PCS	-	-	38 PCS	-	43.6 PCI	43	41 - 47 PCI; 39.7 - 44.9 PCS	37.9 - 42.9	46 PCI
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	2235 - 2999	-	-	-	-	2150
Rendement à la Pmin	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2606
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1466
Contribution à la réserve tournante du système	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Taux de panne	%	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	10
Temps de maintenance	Jours / an	-	-	-	-	-	-	-	-	42	-	-	42
Prix du combustible	¢ / Gcal	-	-	-	-	-	-	992	-	-	-	-	1461
Frais E & M fixes	\$/ kW-an	29	27	54	-	-	-	20.4 - 31.6	30	29	-	-	30
Frais E & M variables	\$/ MWh	3.5	5.1	1.7	-	-	-	2 - 5.6	4.1	2.1	-	-	4.1
Pouvoir calorifique du combustible	Kcal / kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6300
Coût d'investissement	\$/ kW	3097	1682	2230	2474	1844	2450	1825 - 3825	1197	1357	619 - 1602	1363 - 1780	1262
Temps de construction	Ans	-	-	-	-	-	-	5	-	4	30 - 66 mois	-	4
Durée de vie	Ans	-	-	-	-	-	-	-	30	40	-	35	-
													35

Sources:

- (1) ICF International, Investment decisions for baseload power plants, January 2010
- (2) Kevin Ummel and David Wheeler (Center for Global Development), Desert power: The economics of solar thermal electricity for Europe, North Africa, and the Middle East, Working paper number 156, December 2008
- (3) Electric Power Research Institute (EPRI), USA, Program on technology innovation: Integrated generation technology options, Technical update, November 2008
- (4) Lazard, Levelized cost of energy analysis, Version 2.0, June 2008
- (5) The World Bank Group (WB), Energy and Mining Sector Board, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Technical and economic assessment of off-grid, mini-grid and grid electrification technologies,ESMAP technical paper 121/07, December 2007
- (6) Argonne National Laboratory, Decision and Information Sciences Division – Poland becoming a member of the Global Nuclear Energy Partnership, Volume 2 - Appendices, March 2007
- (7) International Energy Agency, Fossil fuel-fired power generation, Case studies of recently constructed coal- and gas-fired power plants, In support of the G8 Plan of Action, 2007
- (8) The Pembina Institute (Canada) - A comparison of combustion technologies for electricity generation, December 2006, Appendix 1, www.pembina.org
- (9) Department of Trade and Industry (DTI), United Kingdom (UK), The energy challenge, Energy review report 2006, July 2006

Notes:

FGD - Flue Gas Desulfurization

LNB - Low NOx Burner

SCR - Selective Catalytic Reduction

PCS - Pouvoir calorifique supérieur

PCI - Pouvoir calorifique inférieur

CCS - Capture et compression du carbone

Annexe 3: Valeurs des paramètres techniques et économiques de la centrale à cycle combiné C400

Paramètre	Unité	Sources des données													C400 Tunisie	
		ICF(1)	IEA-(2)	US-DOE (3)	CGD(4)	EPRI(5)	Lazard(6)	LUT(7)	WB- ESMAP(8)	ANL(9)	WB(10)	IEA(11)	DTI-UK(12)	UCT(13)		
Cas	-	-	-	-	Europe	Maroc, Libye, Egypte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Taille (Pmax)	MW	560	-	400	500	500	-	550	400	300	300	452	-	-	387	400
Puissance minimum (Pmin)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	240
Rendement à la Pmax	%	50.8 PCS	52 – 60	50.5	-	-	47.0	-	58.0	51 PCI	58.0	-	58 PCI	58 PCI	50	52.7
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	1714 - 1819	-	-	-	-	-	-	-	1631
Rendement à la Pmin	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.3
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1781
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1407
Contribution à la réserve tournante du système	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Taux de panne	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	9
Temps de maintenance	Jours / an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	25
Prix du combustible	¢ / Gcal	-	-	-	-	-	-	3175	-	-	-	-	-	-	-	3967
Frais E & M fixes	\$ / kW-an	10.5	-	12.1	-	-	-	5.5 - 6.2	-	8.0	15.7	-	-	13.9	25.9	12.1
Frais E & M variables	\$ / MWh	1.4	-	2.1	-	-	-	2 - 3.5	-	4.6	0.6	0.5	-	4.3	21.0	2.1
Pouvoir calorifique du combustible	Kcal / kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10000
Coût d'investissement	\$ / kW	592	1000 - 1250	984	1000	772 - 830	831	700 - 875	1030	661	690	932	694	866	838	984
Temps de construction	ans	-	2 – 3	3	-	-	-	3	-	-	2	2	3	-	-	3
Durée de vie	ans	-	-	30	-	-	-	-	25	25	30	25	25	35	25	25

Sources:

- (1) ICF International, Investment decisions for baseload power plants, January 2010
- (2) International Energy Agency (IEA), Energy Technology System Analysis Program (ETSAP), Gas-fired power, September 2009
- (3) US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009, March 2009
- (4) Kevin Ummel and David Wheeler (Center for Global Development), Desert power: The economics of solar thermal electricity for Europe, North Africa, and the Middle East, Working paper number 156, December 2008
- (5) Electric Power Research Institute (EPRI), USA, Program on technology innovation: Integrated generation technology options, Technical update, November 2008
- (6) Lazard, Levelized cost of energy analysis, Version 2.0, June 2008
- (7) Lappeenranta University of Technology (LUT), Finland, Comparison of electricity generation costs, 2008
- (8) The World Bank Group (WB), Energy and Mining Sector Board, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Technical and economic assessment of off-grid, mini-grid and grid electrification technologies, ESMAP technical paper 121/07, December 2007
- (9) Argonne National Laboratory, Decision and Information Sciences Division - Poland becoming a member of the Global Nuclear Energy Partnership, Volume 2 - Appendices, March 2007
- (10) World Bank (WB), Project appraisal document on ISCC power project Aïn Beni Mathar, Maroc, February 2007
- (11) International Energy Agency (IEA), Tackling investment challenges in power generation in IEA countries, 2007
- (12) Department of Trade and Industry (DTI), United Kingdom (UK), The energy challenge, Energy review report 2006, July 2006
- (13) University of Cape Town (UCT), Energy Research Centre, Energy policies for sustainable development in South Africa, Options for the future, April 2006

Notes:

PCS - Pouvoir calorifique supérieur

PCI - Pouvoir calorifique inférieur

IDC - Interest during construction (Intérêts intercalaires)

Annexe 4 : Valeurs des paramètres techniques et économiques de la turbine à gaz T270

Paramètre	Unité	Sources des données							T270 Tunisie
		IEA- ETSAP(1)	US-DOE- EIA(2)	Lazard(3)		WB- ESMAP(4)	IEA(5)	UCT(6)	
Cas	-	-	-	Limite inférieure: GE 7FA	Limite supérieure:GE LM6000PC	-	-	-	-
Taille (Pmax)	MW	-	230	150		-	-	120	270
Puissance minimum (Pmin)	MW	-	-	-	-	-	-	-	0.27
Rendement à la Pmax	%	35 - 42	36.7	-	-	34 PCI	37	32	34.5
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	-	-	2742	2570	-	-	-	2489
Rendement à la Pmin	%	-	-	-	-	-	-	-	30
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	2867
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	2489
Contribution à la réserve tournante du système	%	-	-	-	-	-	-	-	0
Taux de panne	%	-	-	-	-	-	-	-	7
Temps de maintenance	Jours / an	-	-	-	-	-	-	-	18
Prix du combustible	\$ / Gcal	-	-	3175		-	-	-	3967
Frais E&M fixes	\$ / kW-an	-	10.9	6.8	27	3.0	-	25.9	10.9
Frais E&M variables	\$ / MWh	-	3.3	4.7	28	11.4	-	29.6	3.3
Pouvoir calorifique du combustible	Kcal / kg	-	-	-	-	-	-	-	10000
Coût d'investissement	\$ / kW	800 - 1000 (incl. IDC)	658	500	1150	490	427	585	658
Temps de construction	Ans	2	2	2		-	2	2	2
Durée de vie	ans	30	-	-	-	25	20	25	25

Sources:

- (1) International Energy Agency (IEA), Energy Technology System Analysis Program (ETSAP), Gas-fired power, September 2009
- (2) US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009, 03/2009
- (3) Lazard, Levelized cost of energy analysis, Version 2.0, June2008
- (4) The World Bank Group (WB), Energy and Mining Sector Board, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP),
- (5) Technical and economic assessment of off-grid, mini- grid and grid electrification technologies, ESMAP technical paper 121/07,
- (7) International Energy Agency (IEA), Tackling investment challenges in power generation in IEA countries, 2007
- (8) University of Cape Town (UCT), Energy Research Centre, Energy policies for sustainable development in South Africa, Options for the future, April 2006

Notes:

PCI - Pouvoir calorifique inférieur

IDC - Interest during construction (Intérêts intercalaires)

Références bibliographiques

- [1] AIEA, Modèle pour l'Analyse de la Demande d'Energie (MAED-2), Manuel de l'utilisateur, juillet 2007.
- [2] MIT, Projet de production d'électricité en Tunisie destine aux marchés Tunisien et Italien, Appel d'offres de prequalification.
- [3] CREG, Commission de Régulation de l'électricité et du Gaz, Programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002 – 2011.
- [4] Ministère de l'industrie, L'énergie, Quel Mix énergétique pour la Tunisie.
- [5] Recensement national de la population de la Tunisie
- [6] Bilan énergétiques national
- [7] Enquête auprès des clients résidentiels de la STEG 2012
- [8] Statistiques rétrospectives national (Observatoire Nationale de l'Energie) 1985-2006
- [9] Statistiques rétrospectives de la STEG
- [10] UNDP, Human Development Report
- [11] World Bank – World Development Indicator
- [12] OECD, IEA, Eurostat, Energy-statistics, manual 2004.
- [13] OCDE, AIE, Eurostat, Manuel sur les statistiques de l'énergie.
- [14] Joyce Dargay, Dermot Gately, Martin Sommer, Vehicle ownership and income growth, Worldwide: 1960-2030, January 2007
- [15] BP statistical review of world energy, June 2016.pdf
- [16] US-DOE, Energy Information Administration, Tunisia energy data.htm
- [17] US-DOE, Energy Information Administration, Word proven crude oil reserves 1980-2009, February 2009.xls
- [18] US-DOE, Energy Information Administration, World proven reserves of oil and natural gas.htm
- [19] California Energy Commission, Comparative costs of California central station electricity generation, Final staff report, January 2010.