

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Magister

Présenté par

M^{elle} KHADRAOUI Fahima

Filière : Économie de l'Énergie
Option : Planification et Gestion de l'Énergie

**La place de l'Algérie sur le marché euro – méditerranéen
de l'électricité : Bilan et perspectives**

Devant le jury :

Mr. OUCHENE Abderrezak	MCA.UMB.Boumerdes	Président
Mr. ALI ZIANE Mohand Ouamer	MCA. Univ.Bouira	Examineur
Mr. BOUHRI Abdelkader	MCB. UMB.Boumerdes	Examineur
Mr. AHMED OUAMAR Abdelmadjid	Prof. UMB.Boumerdes	Rapporteur

Remerciements

Louange à Dieu le tout puissant qui m'a guidé vers les portes du savoir et m'a donné la volonté et les forces spirituels, morales et physique pendant toute mon cursus universitaire pour arriver au terme de ce travail, je lui adresse tout mes profonde reconnaissance.

Je tiens en tout premier lieu à remercier le professeur Mr AHMED OUAMAR Abdelmadjid, qui a été mon promoteur de mémoire et qui a assuré le suivi de ce travail par ses précieux conseils et son encadrement durant toute la période de la préparation de thèse.

J'adresse mes plus sincères remerciements au toute l'équipe de la direction de la stratégie et de la perspective de SONELGAZ pour m'avoir accueilli dans leur direction, et m'avoir permis de réaliser ce travail et pour sa disponibilité tout au long de ce mémoire spécialement Mr BENBLIL l'encadreur de l'entreprise, Mr HAICHEUR Mohamed le Directeur de ressources humains de la société SONELGAZ.

J'adresse mes plus vifs remerciements à monsieur chef département Mr CHABANI et tous mes professeurs ainsi que tout le personnel du département économie et commercialisation des hydrocarbures de Boumerdes.

Je remercier le professeur d'institut de formation professionnelle Mr CHIKEUR Abad à sa grande contribution en matière de traitement de texte de ce mémoire pour son aide dans toutes les démarches.

Je remercie, aussi, les membres du jury pour avoir accepté de nous honorer de leur présence pour évaluer mon travail.

Enfin, j'exprime toute mes profonde gratitude à tous ceux et celles qui, d'une façon ou d'une autre, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Merci beaucoup



Dédicace

Je dédie ce travail avec une grande estime, d'honneur, et d'espoirs aux êtres qui me sont les plus chers :

A ceux qui grâce à eux j'en suis ou je suis, Mes très chers parents en témoignage de ma profondeur reconnaissance de leurs soutiens et leurs sacrifices sans limites. Que Dieu les protège et les garde près de moi.

Je ne saurais oublier mes chers frères Mohamed et Ahmed, mon oncle BOUTICHE Mohamed qui m'ont soutenu, aidé et les sacrifices incommensurables qu'elles ont toujours fait pour moi, tout ou long de l'élaboration de ce mémoire.

Je voudrai également remercie Mlle NASIMA, Sadjia, Monira, Naima et Mme Samia, Assia et Mr Motassim Bilah pour précieuse contributions à la réalisation de ce mémoire.

Mon remerciement va aussi à tous mes amis sans exception. Aussi qu'a tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

A decorative blue floral border with intricate scrollwork and leaf patterns, framing the central text.

Sommaire

Sommaire

Introduction générale	01
Chapitre 1 : Le marché européen de l'électricité	
Introduction.....	06
I. La consommation et l'échange d'électricité dans la zone européenne.....	07
1. La production et la consommation de l'électricité	07
II. Le rôle des combustibles fossiles dans la production électrique d'Europe	13
1. Le charbon dans la production électrique de l'Europe	13
2. Le gaz dans la production électrique de l'Europe	14
3. Le pétrole dans la production d'électricité de l'Europe	16
4. Le nucléaire dans la production d'électricité de l'Europe.....	16
III. La composition de la production d'électricité en Europe et le cycle de vie des unités de production	17
IV. Le réseau de transport d'électricité européen actuel (chiffres clés)	18
1. Les échanges d'électricité entre pays européens	19
2. Le paramètre de choix de l'échelle européenne pour le transport électrique	20
V. Les déséquilibres production - consommation et échanges d'électricité.....	20
1. L'importance et la complexité des échanges électriques européens	21
2. Les limites des échanges au sud.....	23
VI. L'analyse et l'interprétation.....	24
1. La France devient exportatrice nette d'électricité.....	24
2. Une stratégie énergétique européenne et française qui vise le long terme.....	25
3. Les orientations apparaissent	29
Conclusion.....	31
Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne	
Introduction	33
I. La libéralisation du marché du gaz et de l'électricité.....	34
II. La libéralisation et les modes de régulation des réseaux en Méditerranée	34
1. Le processus de libéralisation des marchés européens	34
2. La dynamique de libéralisation des marchés au sud de la Méditerranée.....	42
2.1 Les logiques de la libéralisation.....	42
2.2 La restructuration du secteur électrique.....	43
3. La libéralisation et le développement des réseaux en Méditerranée.....	44
III. Les acteurs institutionnels de l'intégration euro-méditerranéenne.....	46
IV. l'intégration des réseaux dans une problématique de développement durable.....	47
1. l'intégration de l'environnement dans les politiques de réseaux.....	47
1.1. Les réseaux et protection de l'environnement.....	48
1.2. Les réseaux, les énergies renouvelables et efficacité énergétique.....	48
Conclusion.....	51
Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen - Orient et de l'Afrique du Nord	
Introduction	53
I. la Croissance de la production et les poids des hydrocarbures en Afrique du Nord et au Moyen-Orient.....	54
II. L'efficacité énergétique dans PSEM.....	55
1. La zone géographique	55

2. Les chiffres clés de l'efficacité énergétique.....	56
3. La consommation d'énergie finale.....	56
4. L'explosion des usages de l'électricité.....	58
5. Les politiques d'efficacité énergétique diverses au sein des PSEM.....	59
III. La structure de la production d'électricité	60
1. Moyen orient	60
2. L'Afrique du nord	62
IV. Les interconnexions et l'échanges d'électricité.....	72
1. Le contexte des interconnexions au Afrique du Nord (ETUDE ELTAM 2003)	72
2) L'interconnexion Maghrébin	72
3) les points communs visant l'ensemble des pays Maghrébins et L'UE	73
V. Les programmes et stratégies d'efficacité énergétique des PSEM.....	76
VI. L'énergie renouvelable, un potentiel considérable	78
Conclusion	82

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Introduction.....	84
I. L'intégration aux marches	85
1. Les avantages des interconnexions	85
2. L'interconnexion des réseaux électriques en Méditerranée.....	86
II. Les infrastructures envisagées pour faire face à la demande future.....	94
1. Les importants besoins en matière d'infrastructures électriques	94
2. La boucle électrique méditerranéenne	95
3. Le potentiel d'échange électrique à valoriser entre l'UE et MENA.....	97
III. Les projets d'interconnexions électriques et de renforcement du réseau.....	99
1. MEDRING.....	99
2. Les énergies renouvelables, un coup de fouet pour MedRing.....	108
2.1. Le plan solaire Méditerranée	108
2.2. DESERTEC	109
2.3. Transgren	115
Conclusion.....	116

Chapitre 5 : Le Marché Algérien de l'électricité

Introduction	118
I. La situation actuelle et prévisions en Algérie.....	119
1. La demande d'électricité et ses prévisions	120
2. La production et consommation électrique	123
3. Le transport de l'électricité	128
4. La distribution de l'électricité	132
5. Le Commercial et la tarification	134
6. La vente de la production	135
7. Les échanges internationaux	137
8. La charge et la qualité de service	138
9. Les acteurs du système : l'opérateur du système	139
10. Les acteurs du système : l'opérateur marché	139
II. Les perspectives du groupe.....	139
1. Les dépenses prévisionnelles.....	140
2. Le renforcement du parc de production nationale	141
3. Le renforcement du parc de production (grand sud)	141
4. La construction du méga central électrique de Cap-Djinet.....	142
5. Le renforcement de l'interconnexion.....	143

6. Les principales actions réalisées dans le domaine des ENR	144
III. Le programme national de développement des ENR	147
1. Le potentiel ENR réellement exploitable en Algérie.....	147
2. Les projets ENR (réalisés et en cours)	148
3. Les actions faites à cette transition énergétique.....	149
4. L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer en 2030.....	150
IV. accord Sonelgaz et Desertec	156
V. L'interprétation de l'investissement dans les énergies renouvelables.....	157
VI. Les freins et les barrières à la concurrence	157
1) La position dominante de la SONELGAZ	158
2) La poursuite de l'investissement en production de SONELGAZ	158
3) Les questions des partenariats avec les firmes étrangères	158
4) L'indépendance de l'opérateur du marché – le risque « dispatch »	159
5) Le seuil d'éligibilité	159
6) Le système d'information	159
7) Les blocages des tarifs	159
8) Certaines dispositions du cadre législatif et réglementaire	160
9) Les difficultés administratives	160
10) Les obstacles des investissements dans les énergies renouvelables et les relations maghrébin	160
11) La réalité des affaires dans le pays	161
12) Le problème de foncier (l'accès au terrain d'assiette)	161
VII. Les points positifs	162
1) Une restructuration de la SONELGAZ	162
2) Une demande importante et en croissance continue	162
3) Les possibilités de vente à l'international.....	162
4) La disponibilité des sources d'énergie	163
5) Les possibilités d'intégrations	163
Recommandations	163
Conclusion.....	166
Conclusion générale	168

A decorative blue floral border with intricate scrollwork and leaf patterns, framing the central text.

Abréviations

Glossaire

Abréviations (Glossaire)

ACER	Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie
ALMEE	Association Libanaise pour la Maîtrise de l'Énergie et pour l'Environnement - Liban
ASS	Afrique subsaharienne
ATR	Autorités indépendantes de régulation
CCHT	Courant continue à haute tension
CDM	Mécanismes de Développement Propre
CEER	Conseil européen des régulateurs de l'énergie
CEESE	Communauté Énergétique du Sud - Est de l'Europe
COMIELEC	Comité maghrébin de l'électricité
CREG	Comité de régulation d'électricité et du gaz
CSP	Concentrated solar power – solaire à concentration
Dii	Desertec Industrial Initiative
EDF	Établissement public à caractère industriel et commercial
EIJLLST	Libye-Egypte-Jordanie- Lybie -Liban-Syrie Turquie)
ELTAM	Égypte, Libye, Tunisie, Algérie et Maroc
ENCOURAGED	Energy Corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen
ENR	Énergies renouvelables
ENTSO –E	European Network of Transmission System Operators for Electricity ou Réseau européen des gestionnaires de transport de l'électricité
ERGEG	European Regulator Group for Electricity and Gas
ETSO	European Transmission System Operators
GECOL	Général electricity company of libya
GES	gaz à émissions de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
ISO	Opérateurs Indépendants de Systèmes
GRT	Gestionnaires des Réseaux de Transport
IPP	Independant Power Producers (production des producteurs indépendants)
ITO	Institut Toulousain d'ostéopathie
LCEC	Lebanese Center for Energy Conservation
MASEN	Moroccan Agency for Solar Energy
MEDELEC	Méditerranée electric company
Med-TSO	Mediterranean transmission system operators – Association des gestionnaires des réseaux électriques méditerranéens
MENA	la Région Moyen-Orient et Afrique du Nord (Middle East and North Africa)
NEPCO	National electric power company
NERC	Centre national de recherche sur l'énergie en Jordanie
Nordel	le système des pays scandinaves
OME	Observatoire Méditerranéen de l'Énergie
ONE	Office national de l'électricité
PIB	Produit intérieur brut
PPA	Power Purchasing Agreements
PSEM	les pays voisins sud est de la méditerranée
PSM	Plan solaire méditerranéen

REGRT	réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport
SOMELEC	la société mauritanienne d'électricité
SONELEC	la société nationale d'eau et d'électricité
SONELGAZ	la Société nationale de l'électricité et du gaz
STEG	la Société tunisienne de l'électricité et du gaz
TREC	Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation
TSO	Transmission System Operator
UCTE	Union de Coordination du Transport de l'Électricité
UE	Union Européenne
UKTSOA	The united transmission system operators association
UMA	Union du Maghreb arabe
UNIPEDA	International union of producers and distributors of electrical energy Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique
UPM	Union pour les pays méditerranée



Liste des figure
et
des tableaux

Liste des Figures

	Page
Figure 1.1 : La structure de la production d'électricité - 2011 (source Observ'ER et EDF).....	8
Figure 1.2 : La structure de la production électrique d'origine renouvelable - 2011 (source Observ'ER et EDF)	8
Figure 1.3 : Le taux de croissance annuel moyen 2001 - 2011(source Observ'ER et EDF)	9
Figure 1.4 : Le taux de croissance 2010 - 2011 (source Observ'ER et EDF)	9
Figure 1.5 : La production éolienne (source RTE)	11
Figure 1.6 : La consommation brute (source RTE 2012)	12
Figure 1.7: La consommation de charbon dans l'UE en 2010 (source Eurostat)	13
Figure 1.8 : Les principaux consommateurs de charbon de l'UE en 2010 (source Eurostat)	14
Figure 1.9: Les principaux États membres dans lesquels des centrales au gaz sont en Construction (source Eurostat 2010)	15
Figure 1.10: La Structure par âge (cycle de vie) de la production d'électricité en Europe (source Platts)	17
Figure 1.11: Les échanges d'électricité en Europe en 2010 (GWh) (source ENTSO-E Statistical yearbook 2010)	23
Figure 1.12 : Les échanges contractuels transfrontaliers en 2011 (en TWh) (source RTE)	24
Figure 1.13 : L'éolien offshore, développement objectifs 2020 (source ENTSO-E)	27
Figure 1.14 : Photovoltaïque, développement objectifs 2020 (source ENTSO-E)	28
Figure 3.15 : La zone géographique de PSEM (source MEDENER)	55
Figure 3.16 : La consommation d'énergie finale par secteur en 2008 (source ONE, AIE)	56
Figure 3.17 : La consommation d'énergie finale par produit en 2008 (source ONE, AIE)	56
Figure 3.18 : La consommation d'énergie finale par habitant (PSEM) (source ONE)	57
Figure 3.19 : La production d'électricité par produit (source ONE)	58
Figure 3.20 : Le cout de la consommation mensuelle d'électricité dans le résidentiel, taxes comprises, dans les PSEM (source ADEME)	59
Figure 3.21 : La structure de la production d'électricité - 2011 (source Observ'ER et EDF)	60
Figure 3.22 : La structure de la production électrique d'origine renouvelable (source Observ'ER et EDF)	60
Figure 3.23 : La structure de la production d'électricité - 2011 (Afrique du Nord) (source Observ'ER et EDF)	62
Figure 3.24 : La structure de la production électrique d'origine renouvelable (source Observ'ER et EDF)	63
Figure 4.25 : La reconnexion des zones UCTE 1 et UCTE 2 en 2004 (source UCTE)	87
Figure 4.26 : Les interconnexions électriques existantes en Afrique du Nord (source MEDELEC, COMELEC)	91
Figure 4.27 : Les interconnexions électriques en Méditerranée (source MEDELEC et ONE)	93
Figure 4.28 : Les échanges d'électricité en Europe en 2030 (source Encouraged, CESI)	98
Figure 4.29 : Le projet ELTAM (Projet d'interconnexions électriques en 400 kV en Afrique du Nord) (source COMELEC)	102
Figure 4.30 : Les interconnexions électriques en Méditerranée (source Sonelgaz-Medring)	104
Figure 4.31 : Les projets d'interconnexions haute tension en courant continu (Bruno COVA, Medelec)	105
Figure 5.32 : L'augmentation de la demande avec la hausse des températures (source CDER)...	121
Figure 5.33 : L'historique et prévision de la demande (production GWh et PMA MW) (source CDER)	122
Figure 5.34 : La production par type d'équipement et par producteur (source Sonelgaz)	124


Figure 5.35 : La puissance installée par type d'équipement et par producteur (source Sonelgaz)	125
Figure 5.36 : L'évolution annuelle de la production par type d'équipement (GWh) (source Sonelgaz)	126
Figure 5.37 : La puissance maximale appelée 2001 - 2011 (source CREG)	126
Figure 5.38 : La consommation d'électricité (KWh) (La Banque Mondiale 2012)	128
Figure 5.39 : L'évolution de la longueur du réseau transport électricité en km Période : 2000-2011 (ministère de l'énergie et des mines algériennes)	130
Figure 5.40 : L'évolution de la longueur du réseau de distribution électrique en km (ministère de l'énergie et des mines algériennes)	133
Figure 5.41 : L'évolution du réseau de distribution électrique pour la période 2012-2022 (source Sonelgaz)	134
Figure 5.42 : La structure des ventes d'électricité à la clientèle (source Sonelgaz)	136
Figure 5.43 : L'évolution du prix de vente moyen du kilowattheure (source Sonelgaz)	137
Figure 5.44 : La technique de production d'électricité en Algérie (source CDER)	140
Figure 5.45 : La présentation des ENR dans la production nationale en TWh (source Sonelgaz)	151
Figure 5.46 : La structure du parc de production nationale en MW (source Sonelgaz)	151
Figure 5.47 : L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer pour le CSP en 2030 (source Sonelgaz)	152
Figure 5.48 : L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer pour le PV en 2030 (source Sonelgaz)	153
Figure 5.49 : L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer pour l'éolienne en 2030 (source Sonelgaz)	154

Liste des Tableaux

	Page
Tableau 1.1 : La production électrique par source (source Observ'ER et EDF)	10
Tableau 3.2 : La puissance installée brute à fin 2011 en MW (source ONE)	67
Tableau 3.3 : L'évolution des puissances installées brutes en MW (source SREG)	69
Tableau 3.4 : Les cibles des programmes et stratégies d'efficacité énergétique des PSEM (source MEDENER)	77
Tableau 5.5 : La répartition de production par type des centrales (source SONELGAZ)	123
Tableau 5.6 : La répartition de la production par producteur (source SONELGAZ)	123
Tableau 5.7 : La puissance installée par type d'équipement et par producteur (source SONELGAZ)	125
Tableau 5.8 : La répartition par propriété (source SONELGAZ)	125
Tableau 5.9 : Le paramètre des réseaux électrique à 2022 (source SONELGAZ)	134
Tableau 5.10 : La vente d'électricité par niveau de tension (source SONELGAZ SPE)	136
Tableau 5.11 : La vente d'électricité par société de distribution (source SONELGAZ)	137
Tableau 5.12 : Les échanges internationaux (GWh) (source SONELGAZ)	138
Tableau 5.13 : Le potentiel solaire en Algérie (source SONELGAZ)	148
Tableau 5.14 : Le montant et répartition des investissements électrique et gazier sur la période 2012 - 2022 (source SONELGAZ)	148

Poids, Unités et Mesures

t Tonne = 1000 kg	kW kiloWatt = 1000 Watt
GW GigaWatt = 1 000 000 kW ou 1 000 MW	kWh kiloWatt-heure = 1,000 Wh
GWh Gigawatt-heure = 1 000 MWh	MVA MégaVolt Ampère = 1 000 kVA ou 1 000 000 VA
Tep Tonne équivalent pétrole = 11723 KWh	MW MégaWatt = 1 000 000 W ou 1 000 kW
kV kiloVolt = 1 000 Volt	MWh MégaWatt-hour = 1 000 kWh
kVA kiloVolt Ampère = 1 000 VA	tCO ₂ Tonne CO ₂ = 1000 kg de gaz carbonique
TWh TéraWatt-heure = 1 000 GW·h = 1 000 000 MW·h = 1 000 000 000 kW·h	



Introduction générale
et
problématique

Introduction générale et problématique

L'expression « **marché de l'électricité** » désigne, de façon générale, les différentes formes d'organisation du secteur de la production et de la commercialisation de l'électricité apparus, principalement dans les années 1990, dans la plupart des pays industrialisés, dans le cadre des processus de déréglementation.

Au regard des « grandes batailles » qui ont agité et agitent encore le monde du pétrole, l'électricité et le gaz apparaissent comme deux formes d'énergie relativement pacifiques. Elles font pourtant l'objet de débats de plus en plus difficiles en Europe. Les questions touchant dans le domaine de l'électricité, les récentes coupures de courant qu'ont connues certains pays rappellent à quel point cette forme d'énergie est devenue essentielle pour nos sociétés et notre vie.

Les secteurs de l'électricité ont pour caractéristique de s'appuyer sur un réseau de transport et de distribution fort développé dont le rôle est déterminant pour assurer les approvisionnements. Le fonctionnement et le développement des réseaux électriques s'est longtemps fait dans un cadre relativement pacifié marqué par le poids des monopoles. Ces monopoles verticalement intégrés assuraient le bon fonctionnement et le développement des réseaux. Ils coopéraient entre eux pour développer les interconnexions entre les différents réseaux ; afin de permettre une meilleure satisfaction des besoins.

Le processus de libéralisation des industries des réseaux électriques est engagé dans les années 1980-1990, a remis en cause le fonctionnement traditionnel de ce secteur. Il a replacé les réseaux électriques sur le devant de la scène médiatique. En Europe, on assiste à des débats difficiles pour savoir si « l'unbundling », terme barbare mais définitivement adopté par les spécialistes de l'énergie est la réponse appropriée pour lutter contre le pouvoir des anciens monopoles.

Les grands projets d'interconnexions électriques sont nombreux en Méditerranée. L'UE et ses différentes institutions accordent de plus en plus d'attention aux réseaux électriques méditerranéens, considérés désormais comme l'un « intérêt européen ». L'intégration des réseaux électriques des deux rives est même devenue l'un des objectifs de l'UE.

Les compagnies électriques du bassin Méditerranéen mettent en œuvre un gigantesque projet. Celui-ci consiste à relier tous les réseaux électriques de l'ensemble des pays autour de

la Méditerranée, depuis le Maroc jusqu'à l'Espagne, en traversant sur des milliers de kilomètres le Maghreb, le Moyen orient et la Turquie au Sud et à l'Est, la Grèce, l'Italie et la France au Nord. L'objectif de cette construction inédite est la mise en place de marchés euro-méditerranéens de l'électricité.

L'énergie est incontestablement le domaine dans lequel l'interdépendance des pays de la zone euro-méditerranéenne est la plus profonde et la plus stratégique. Cette coopération s'est bâtie autour des approvisionnements pétroliers et gaziers dont la constance et la sécurité ont été assurées grâce à la construction d'infrastructures nombreuses et fiables. Mais les ressources en hydrocarbures sont concentrées dans un nombre limité de pays (Algérie, Égypte, Libye), pour cela, on ne peut que se féliciter des nouvelles formes de coopération initiées, notamment dans le secteur des énergies renouvelables (solaire et éolien principalement), qui intéressent plus des pays du Sud de la Méditerranée et qui établissent des liens solidaires plus équilibrés mais surtout pour éviter des émissions correspondantes de gaz à effet de serre (GES).

L'Algérie est un pays mono exportateur d'énergie : exporter que le pétrole et le gaz qui sont deux sources fossiles, polluantes mais surtout tarissables. Pour cela, l'Algérie mise sur les énergies renouvelables, plus précisément, le solaire et l'éolien. L'enjeu est loin d'être impossible vu les potentialités dont dispose l'Algérie dans ce domaine. Les capacités du gisement solaire algérien sont évaluées à 2.000 kwh/m²/an, alors que l'éolien, moins important, est estimé à 41 mégawatts/heure. La durée d'ensoleillement est estimée à 3500 heures/an¹.

Il est important de noter que la production et la distribution de l'énergie électrique ont aujourd'hui une importance stratégique eu égard à la forte croissance de la demande induite par l'utilisation des nouvelles technologies aussi bien dans la production industrielle que domestique à travers les TIC² ou la généralisations des climatiseurs ou même dans le secteur des transports tramways trains et voitures électriques.

L'objectifs de ce mémoire porte sur la position de d'Algérie dans le marché euro – méditerranéen de l'électricité à l'avenir.

A moyen terme nous tenterons d'analyser

¹ Salah slimane "l'algérie met le cap sur les énéngie renouvelables, webmanager center WMC, Mai 2009

² TIC : les technologies de l'information et de la communication

1. Quel est l'état actuel ou degré d'interconnexions des réseaux de transport et distribution d'énergie électrique d'abord entre pays de la rive sud de la méditerranée ensuite entre les pays maghrébins et pays européens du Sud. L'Énergie électrique ne se stocke pas, sa consommation est parfois imprévisible pour mieux optimiser l'adéquation offre demande et coûts les pays européens du Sud ont dérégulé le marché européen électrique enfin ils ont aussi mis en place l'ATR ou accès des tiers au réseau à l'image ou sur le modèle du marché gazier européen lui-même déjà dérégule ou déréglementé.

2. D'autre part et dans le cadre de la fin probable de la production d'énergie électrique avec des ressources fossiles principalement le gaz pour l'Algérie et l'uranium et le charbon pour la rive nord de la méditerranée, nous tenterons d'étudier qu'elles sont les perspectives d'abord d'inclure dans le bouquet énergétique le renouvelable et quelles sont les perspectives que peuvent ouvrir les interconnexions sud -sud et sud -nord pour un potentiel d'exportation d'énergie solaire du Sud vers le Nord. Pour d'une part principalement le solaire et en général, le renouvelable pour cela, deux contraintes majeures doivent être levées a moyen et long terme.

Nous étudierons, l'accès au marché de l'union européenne de l'énergie renouvelable algérienne en particulier mais aussi maghrébine, produite, principalement le solaire pour les pays du Sud, ce qui actuellement loin d'être acquis dans une perspective proche ou lointaine à cause de :

- Un prix rémunérateur pour cette énergie qui a actuellement des couts d'exploitation ou production du KWh au moins huit fois supérieurs à l'énergie produite à partir du gaz.
- Un accès aux nouvelles technologies du renouvelable sous toutes ses formes, éolien, solaire, géothermie etc.
- Mais surtout l'Algérie doit demander l'application de la formule « Take or pay » appliquée déjà dans les contrats à terme gaziers.

Enfin, nous présenterons les perspectives de coopération énergétique des projets d'interconnexion électrique ambitieux de la taille du DESERTEC dont l'investissement est estimé à plus de 400 milliards de \$ un financement de tous les partenaires interconnectés Sud - Sud et sud - nord et plus qu'indispensable pour la concrétisation sur le terrain.

Il est important de noter que, la pluralité énergétique, par l'utilisation de toutes les sources d'énergie conventionnelles et renouvelables, semble être le passage obligé jusqu'à ce que les secondes prennent le pas sur les premières.

Les perspectives à long terme sont prometteuses si les parties prenantes jouent à fond les nombreux avantages de l'interconnexion, pour le moment nous sommes loin des objectifs rêvés des deux côtés de la rive.

- Dans le présent travail, nous présenterons dans un premier temps, un descriptif de l'état actuel du marché européen de l'électricité, ainsi qu'une étude des premiers éléments évolutifs du marché.
- Le second point, nous exposerons, le processus de libéralisation, ses fondements, ses directives, la régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union européenne.
- Le 3^{ème} point, sera un descriptif de l'état actuel du marché le marché électrique du (MENA ou PSEM), ses caractéristiques économiques, la répercussion de la libéralisation du marché européen sur ses pays, et bien sur les principaux ressources énergétiques (conventionnelles, et renouvelables) de ses pays.
- Le 4^{ème} point, nous traiterons, l'évolution future de l'organisation du marché électrique et ses capacités à l'exportation. A partir de cette situation, nous aborderons, les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions qui joue un rôle principal.
- Le 5^{ème} point, nous axerons notre réflexion sur l'étude du Marché électrique en Algérie qui est un pays riche en ressource énergétique (fossile et renouvelable), fournisseur de gaz naturel à l'Europe depuis longtemps, mais imaginons un monde sans combustibles hydrocarbures. Que reste-il en dehors du nucléaire et des énergies renouvelables ? Aucune autre forme d'énergie qui puisse donner à l'homme le niveau de vie actuel et la place que peut occuper cette énergie dans la production de l'énergie électrique. Domaine nouveau à investir, le marché des énergies renouvelables est propice à la production d'électricité pour assurer sa croissance, garder ou augmenter sa part future de marché d'énergie électrique?
- Enfin, nous donnerons, les freins et les barrières qui bloquent d'un vrai marché de l'électricité, et près les points positifs, il faut bien reconnaître que le pays jouera aujourd'hui de certains avantages qui confèrent à l'Algérie une position importante au sien du Maghreb, moyen orient et les pays européens, en conclure par des recommandations et suggestions.

A decorative blue floral border with intricate scrollwork and leaf patterns, framing the central text.

Chapitre 1

Le marché européen de l'électricité

Introduction

Le marché européen constitue un pôle majeur de production et consommation d'électricité par les échanges et les infrastructures le plus denses.

Le charbon a joué un rôle historique très important en conservant une place déterminante dans la production d'électricité d'une part, et d'autre part le gaz est déjà importante et ce mode de production connaît la croissance la plus rapide du fait des avantages des technologies employées.

Les transports des différents pays européens sont partout assurés essentiellement par les énergies fossiles, l'industrie est aussi majoritairement dépendante des hydrocarbures. Les grandes différences entre ces pays se trouvent du côté résidentiel, mais surtout de la structure de l'offre électrique, et dans ce domaine, les écarts entre pays sont considérables. La Pologne recourt majoritairement au charbon, la France au nucléaire, l'Italie utilise des énergies fossiles importées. En parallèle, l'électricité s'affirme comme vecteur privilégié du développement des énergies nouvelles (exemple l'Allemagne qui atteint 22 GW de solaire). [1]

Les réseaux énergétiques relient des espaces de production d'énergie ou de ressources énergétiques à des espaces de consommation. Ils jouent un rôle de mise en relation et de confrontation entre l'offre et la demande d'énergie. [2]

Nous abordons dans ce chapitre, le problème de la production et la consommation d'énergie électrique dans la région européenne, ensuite sera traité le rôle des combustibles fossiles dans la production de l'électricité et le cycle de vie des unités de production qui ont évolué au fil du temps et le réseau du transport électrique qui doit s'adapter à l'évaluation de la typologie des flux. En fin, la dimension prospective viendra terminer notre chapitre car ce sont les perspectives de long terme qui commandent la mise en place des nouvelles infrastructures.

I. La consommation et l'échange d'électricité dans la zone européenne

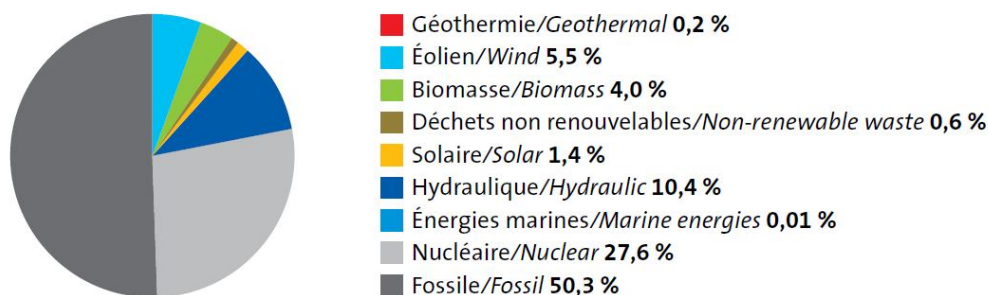
Les échanges électriques dans la zone européenne ne jouent qu'un rôle marginal et les écarts entre la production et la consommation nationale sont en général réduits. De plus les échanges d'électricité sont rarement à sens unique et jouent davantage sur les complémentarités entre systèmes nationaux que sur un écart production-consommation. Aussi serait-il peu pertinent de faire, un bilan successif de l'offre et de la demande d'électricité pour comprendre les échanges. Hormis quelques cas exceptionnels, l'essentiel de la production est consommée localement et les échanges internationaux ne jouent qu'à la marge pour permettre d'assurer un équilibre vital entre l'offre et la demande, à différents moments de la journée ou de l'année.

1. La production et la consommation de l'électricité**a) La production d'électricité**

L'Union Européenne produit à peine plus de la moitié de son électricité à partir de sources d'énergie fossiles (50,3%). Cette proportion est nettement inférieure à celle rencontrée dans les autres grandes zones industrialisées que sont l'Amérique du Nord (62,3%), l'Asie de l'Est et du Sud - Est (80,2%) et la CEI¹ (66,1%). Le rôle des combustibles fossiles dans le mix énergétique est réduit grâce, d'une part, à l'existence d'une importante filière nucléaire (27,6% du total) présente dans 14 des 27 pays de l'Union, et, d'autre part, à la place réservée aux sources renouvelables (21,5% du total), résultat d'une volonté politique forte en faveur du développement de toutes les filières de production étudiées sur la figure 1 et 2.

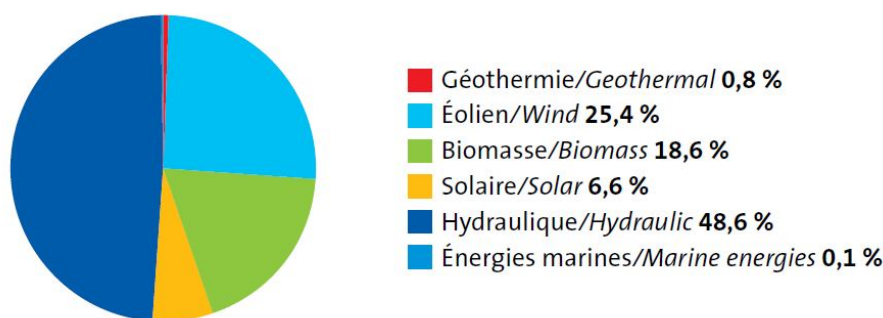
Les vingt sept pays de l'union européenne (UE - 27) sont : (UE – 15(Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Finlande, France, Grèce, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays – Bas, Portugal, Royaume – Uni, Suède), NEM (Bulgarie, Chypre, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Malte, Pologne, Rép. Tchèque, Roumanie, Slovaquie, Slovénie))

¹ CEI : Communie des États Indépendants



Source : Observ'ER et EDF -2011-

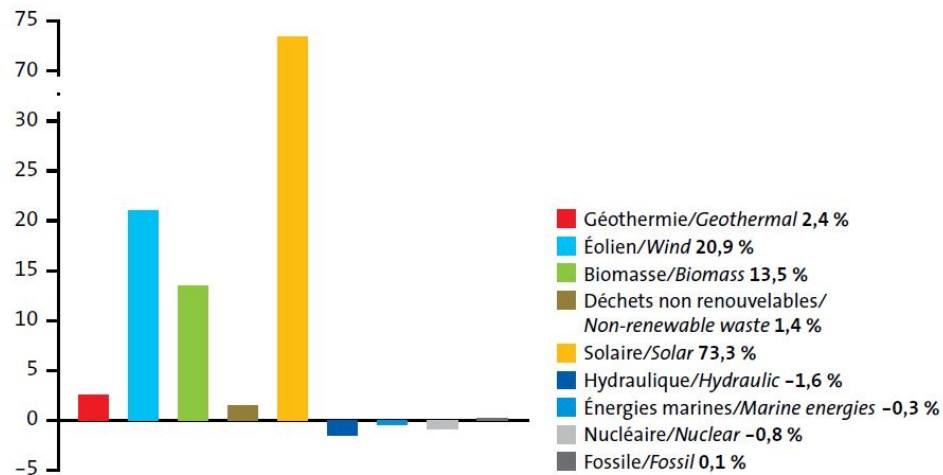
Figure 1 : La structure de la production d'électricité - 2011



Source : Observ'ER et EDF -2011-

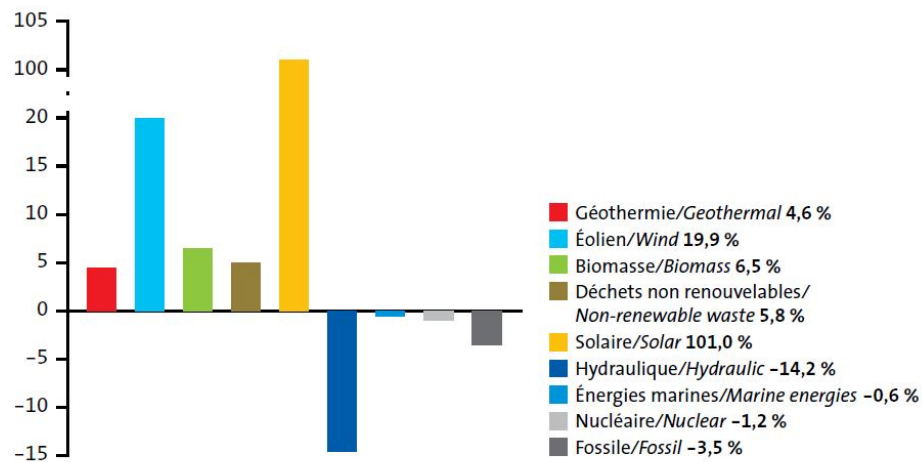
Figure 2 : La structure de la production électrique d'origine renouvelable - 2011

Les résultats démontrent que la politique de soutien des énergies renouvelables répond au double objectif européen de lutte contre le changement climatique et de réduction de la dépendance des pays de l'Union aux combustibles fossiles. L'objectif mis à jour par la directive relative à la promotion de l'électricité renouvelable visant à atteindre 21% d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation totale de l'Union européenne (UE-27) en 2010. Cet objectif n'a pas été pleinement rempli (19,9% en 2010), mais les dispositifs d'incitation mis en place par la plupart des pays membres ont néanmoins permis d'accélérer le déploiement des différentes filières renouvelables. Un second cadre a été adopté en 2009, qui fixe des objectifs contraignants à horizon 2020 pour chacun des pays, correspondant à une cible globale de 20% d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie au niveau européen.



Source : Observ'ER et EDF -2011-

Figure 3 : Le taux de croissance annuel moyen 2001 - 2011



Source : Observ'ER et EDF -2011-

Figure 4 : Le taux de croissance 2010 - 2011

Le résultat de ces politiques se lit dans les chiffres : l'Union européenne est le premier producteur mondial d'électricité d'origine éolienne avec 178,7 TWh, biomasse avec 130,9 TWh, et solaire avec 46,6 TWh en 2011. L'Espagne permet par ailleurs à l'Union de détenir le leadership de la filière hélio thermodynamique, avec une production de 1,8 TWh en 2011.

Si la principale source renouvelable reste l'hydraulique (342,1 TWh en 2011), le dynamisme est ailleurs - la quasi - totalité des potentiels hydroélectriques étant considérés comme exploités. Les productions éolienne, biomasse et solaire affichent en effet des croissances soutenues de, respectivement, 20,9%, 13,5% et 73,3% par an en moyenne sur la période 2001 - 2011. La géothermie progresse moins rapidement (+2,4% par an). Ces quatre filières réunies pèsent pour la première fois plus de 10% (11%) dans le mix électrique

européen en 2011, ainsi que l'indique la figure 3 qui porte sur Le taux de croissance annuel moyen 2001 - 2011

La production totale évolue peu sur la décennie (+0,5% par en moyenne). Le ralentissement économique explique la tendance à la baisse en fin de période (-2% en 2011). L'augmentation de la contribution des filières renouvelables (+4,1% par an) est telle que leur part dans le bilan est passée de 15,2% en 2001 à 21,5% en 2011 (soit 0,6 point de plus qu'en 2010). Les combustibles fossiles repassent quant à eux sous leur niveau de 2001, à 2572,4 TWh², cette caractéristique apparait bien en analysant le tableau de la production électrique par source.

Tableau 1 : La production électrique par source

TWh	2001	2008	2009	2010	2011	TCAM/AAGR 01/11	TC/GR 10/11
Géothermie	4,6	5,7	5,5	5,6	5,9	2,4%	4,6%
Éolien	26,7	119,5	133,0	149,1	178,7	20,9 %	19,9%
Biomasse	36,9	93,9	107,1	122,9	130,9	13,5%	6,5%
Dont biomasse solide	21,5	55,6	62,0	69,7	72,4	12,9%	3,8%
Dont biogaz	7,4	19,7	30,3	30,3	35,0	16,9%	15,6%
Dont biomasse liquide	0,015	3,4	5,8	5,8	5,4	80,3%	- 5,7%
Dont déchets municipaux	8,1	15,2	17,1	17,1	18,1	8,4%	5,3%
Déchets non renouvelables	17,5	16,5	17,4	19,1	20,2	1,4%	5,8 %
Dont déchets industriels	9,8	2,6	3,5	3,5	3,7	- 9,4%	5,7%
Dont déchets municipaux	7,6	13,9	13,9	15,6	16,5	8,0%	5,8%
Solaire	0,191	7,5	14,1	23,2	46,6	73,3%	101,0%
Dont photovoltaïque	0,191	7,4	14,0	22,5	44,8	72,6%	99,1%
Dont thermodynamique	-	0,016	0,103	0,692	1,823	288,5%	163,4%
Hydraulique	401,5	358,7	359,4	399,0	342,1	- 1,6 %	- 14,2%
Dont pompage - turbine	29,2	31,6	31,2	31,5	28,4	- 0,3%	- 10,0%
Énergies marines	0,543	0,513	0,497	0,530	0,527	- 0,3%	- 0,6%
Nucléaire	979,0	937,2	893,9	916,7	905,3	- 0,8%	- 1,2%
Fossile	1638,2	1829,6	1668,2	1707,1	1646,9	0,1%	- 3,5%
Tot. Renouvelable	470,4	585,7	619,7	700,2	704,7	4,1%	0,6%
Tot. Conventiennelle	2634,6	2783,2	2579,2	2642,8	2572,4	- 0,2%	- 2,7%
Total production	3105,1	3369,0	3199,2	3342,1	3277,1	0,5%	- 2,0%
Part renouvelable	15,2%	17,4%	19,4%	20,9%	21,5%		

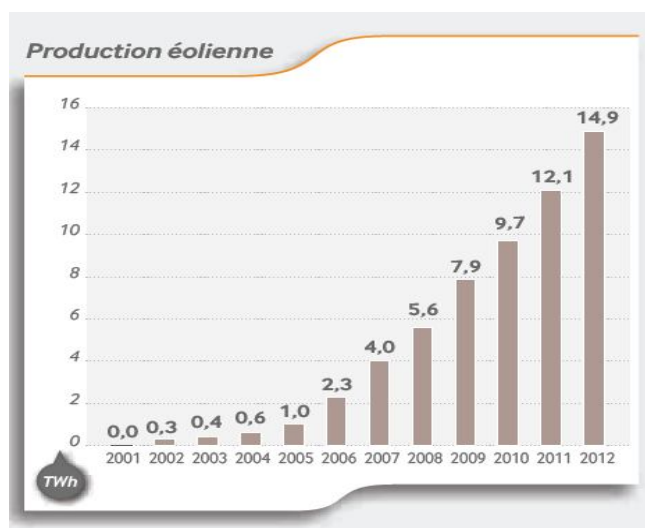
Source : Observ'ER et EDF

Signalons à ce propos que l'année 2012 a été marquée par la croissance de la contribution des énergies renouvelables à la couverture de la demande. La production issue des sources d'énergie renouvelables, hors hydraulique, atteint 4,6% de la production totale française.

² Copyright©2012 - Observ'ER

Par ailleurs, la production hydraulique a bénéficié d'une année plus favorable qu'en 2011. La production hydraulique est ainsi plus élevée de 27% que l'an passé, tout en restant en dessous de la moyenne des 10 dernières années.

Le développement du parc de production, la puissance éolienne approche le cap des 7500 MW installés à fin 2012. Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne a été de 3,1% en moyenne annuelle, avec un maximum ponctuel de 12%. Le rythme de développement de la production d'électricité d'origine éolienne est cependant en retrait par rapport aux années précédentes, avec 750 MW raccordés en 2012 contre plus de 1000 MW par an entre 2008 et 2010. Cela peut s'expliquer par les diverses incertitudes économiques et évolutions réglementaires auxquelles a été exposée la filière. La figure suivante donne l'évolution de la production éolienne entre l'année 2001 et 2012



Source : Bilan électrique 2012, RTE

Figure 5 : La production éolienne

Le parc photovoltaïque continue de croître, également à un rythme légèrement inférieur à celui de 2011. Il franchit le seuil des 3 500 MW installés fin 2012. Le taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque a été de 0,8% en moyenne annuelle.

Les productions nucléaire et thermique classique sont en retrait par rapport à 2011, sur le territoire national de l'UE est inférieure de 0,3% par rapport à celle de l'année 2012 et s'établit à 541 TWh. Ce léger retrait, alors même que la consommation brute est plus élevée que l'année 2010, se traduit par la diminution du solde exportateur des échanges. Cette situation s'explique en partie par la moindre production des centrales nucléaires, en retrait de

3,8% par rapport à 2011. Le taux de disponibilité du parc nucléaire pendant l'été a été significativement plus faible que l'année 2012.

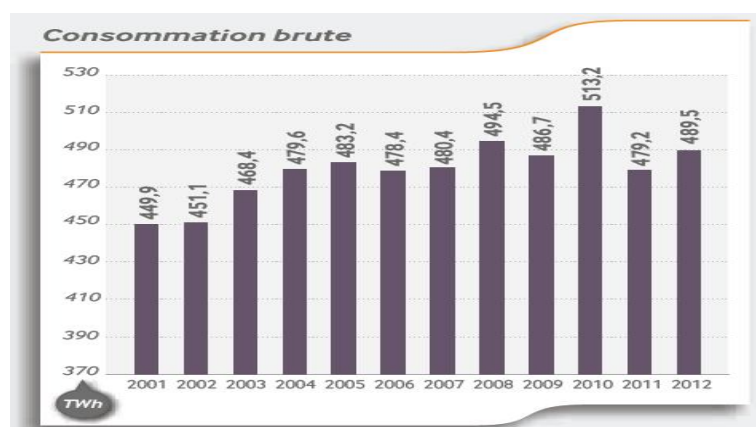
La production des centrales thermiques à combustible fossile a diminué de 7%. Cette baisse a cependant été contenue par deux facteurs : d'une part le recours à ces centrales lors de la vague de froid, d'autre part la compétitivité du charbon compte tenu de son faible prix sur les marchés mondiaux en 2012.

En 2012, les émissions de CO2 du secteur électrique sont supérieures de 7% à celles de 2011 du fait de l'appel accru à la production d'électricité à partir de charbon, plus émettrice de CO2 que le gaz.

b) La consommation de l'électricité

Il est intéressant de noter à ce propos que l'année 2012 témoigne de l'amorce de la transition énergétique qui modifie en profondeur un système électrique européen par ailleurs affecté par la crise économique en cours. Les énergies renouvelables contribuent de manière croissante à la couverture de la demande malgré le relatif ralentissement de leur développement. Les échanges avec le reste de l'Europe sont toujours très dynamiques et en voie de reconfiguration, notamment avec l'Allemagne. Le développement des effacements de consommation, la publication des schémas de raccordement des énergies renouvelables, l'adaptation à grande échelle du réseau de transport et des interconnexions sont autant d'enjeux pour répondre à ces évolutions rapides.

Du fait d'une année relativement plus froide la consommation brute en 2012 a augmenté de 2,1% par rapport à celle de 2011, soit une hausse de 10,3 TWh³. Cette consommation est illustrée par la figure suivante :



Source: bilan électrique 2012, RTE (Réseau de transport d'électricité)

Figure 6 : La consommation brute

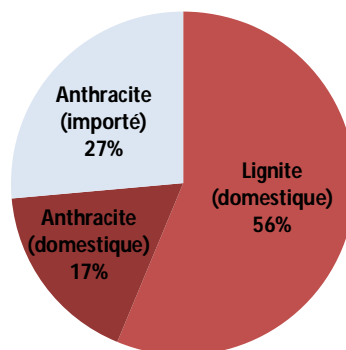
³ RTE, Réseau de Transport Électrique 2012

Sur les années 2011 et 2012, la consommation de la grande industrie (les secteurs de la construction automobile, la sidérurgie du papier-carton et de transport ferroviaire) est globalement en baisse à un rythme de -4% par an dû aux effets conjoncturels liés à la crise. Dans le même temps, la consommation continue de progresser régulièrement depuis 2002, au rythme de +2,4% par an en 2012. Cette augmentation peut s'expliquer par la croissance du nombre de ménages, le développement de nouveaux usages – informatique, télécommunications – et le développement du chauffage électrique malgré un ralentissement récent.

II. Le rôle des combustibles fossiles dans la production électrique d'Europe

1. Le charbon dans la production électrique de l'Europe

Le secteur du charbon contribue de manière importante à la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'Europe car la production charbonnière est essentiellement européenne; en effet, plus de 73 % du charbon consommé dans l'UE est produit en interne, comme le montre la figure de la consommation de charbon dans l'UE en 2010 .



Source: document de la Commission européenne, Eurostat,

Figure 7 : La consommation de charbon dans l'UE en 2010

Signalons à ce propos que le charbon consommé en Europe sert essentiellement à la production d'électricité. Globalement, la consommation de lignite et d'antracite de l'UE a augmenté, passant de 712,8 Mt en 2010 à 753,2 Mt en 2011, ce qui représente environ 16 % de la consommation totale d'énergie. La part du charbon dans la production électrique de l'UE a lentement diminué jusqu'en 2010 (où elle était d'environ 25 %) (On constate cependant d'importantes différences régionales au sein de l'Europe. Alors que la part du charbon dans le

bouquet énergétique de certains États membres (par ex. la Suède, la France, l'Espagne et l'Italie) est bien inférieure à 20 %, d'autres États membres comme la Pologne (88 %), la Grèce (56 %), le Danemark (49 %), la Bulgarie (49 %), l'Allemagne (42 %) et le Royaume-Uni (28 %) misent énormément sur le charbon. À l'exception du Danemark, il s'agit aussi des États membres qui sont dotés d'une industrie minière importante) et a recommencé à augmenter depuis cette date, comme cela a déjà été indiqué. La figure suivante montre les principaux consommateurs de charbon de l'UE.

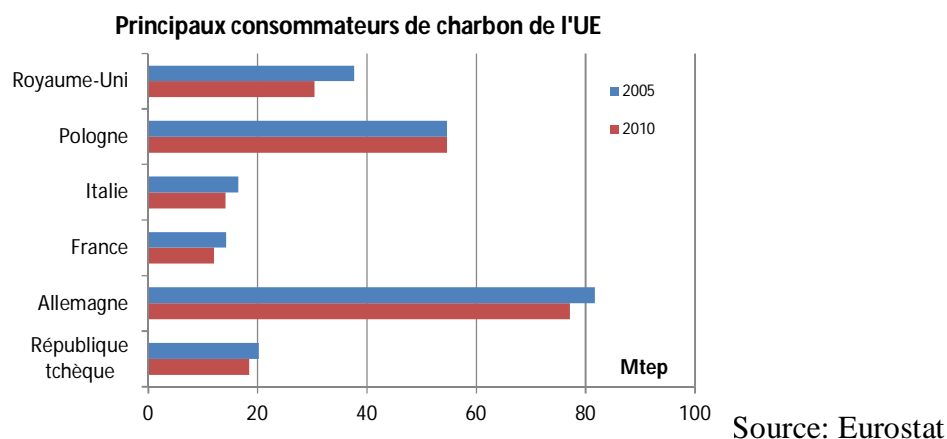


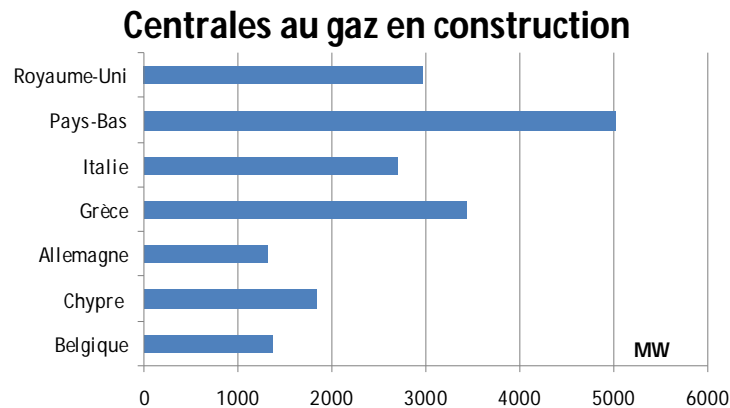
Figure 8 : Les principaux consommateurs de charbon de l'UE en 2010

D'après les informations fournies par les États membres, des centrales au charbon représentant une puissance installée supplémentaire d'environ 10 GW seraient en construction ou en prévision (en Allemagne, aux Pays-Bas, en Grèce et en Roumanie). Toutefois, les chiffres communiqués par les États membres sont nettement plus faibles que ceux fournis par Platts, qui indiquent que les centrales au charbon en projet, en voie de réalisation ou en construction représenteraient jusqu'à 50 GW de puissance installée. En outre, plusieurs centrales anciennes vont devoir être remises en état ou fermées car elles arrivent au terme de leur période d'exploitation prévue.

2. Le gaz dans la production électrique de l'Europe

La part du gaz dans la production d'électricité de l'Europe a augmenté continûment au cours des 20 dernières années, passant de 9 % en 1990 à 24 % en 2010 (Comme dans le cas du charbon, les différences régionales sont importantes : dans certains États membres, le gaz joue un rôle prépondérant dans la production d'électricité, c'est le cas par exemple en Belgique (32 %), en Irlande (57 %), en Espagne (36 %), en Italie (51 %), en Lettonie (36 %), au Luxembourg (62 %), aux Pays-Bas (63 %) et au Royaume-Uni (44 %), alors que dans d'autres (Bulgarie, République tchèque, Slovaquie, Suède, France, Chypre et Malte), il

représente seulement moins de 5 % des sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité), comme le montre la figure suivante : les centrales au gaz en construction.



Source: document de la Commission européenne, Eurostat -2010-

Figure 9 : Les principaux États membres dans lesquels des centrales au gaz sont en construction

De surcroît, de nombreux États membres s'attendent à une augmentation sensible de la part du gaz dans la production d'électricité. Comparées aux centrales au charbon, les centrales au gaz présentent en effet plusieurs avantages: leurs émissions de gaz à effet de serre sont deux fois moins importantes, leurs coûts d'investissement sont faibles et leur mode d'exploitation est plus souple, de sorte qu'elles se prêtent à la compensation des fluctuations de la production d'électricité à partir des énergies éolienne et solaire. Au total, 20 GW de puissance en construction ont été notifiés à la Commission, ce qui représente environ 2 % de la puissance électrique installée totale actuelle (15 GW supplémentaires en prévision ont été notifiés). La figure ci-dessous montre la puissance des 32 centrales au gaz dont la construction a été notifiée à la Commission.

S'il est vrai que les nouvelles centrales au gaz permettront de réduire les émissions par rapport aux centrales au charbon, de tels investissements ont une durée de vie non négligeable, et il ne sera pas nécessairement rentable de mettre à niveau les centrales au gaz, en particulier si la centrale n'est pas exploitée en base (Un fonctionnement en base signifie que la centrale fonctionne la plupart (80 %) du temps, alors qu'en mode d'équilibrage, elle fonctionne nettement moins longtemps (10 à 20 % du temps). D'un autre côté, les coûts d'investissement des centrales au gaz sont plus faibles que ceux des centrales au charbon, de sorte que la durée d'exploitation a moins d'incidence sur la rentabilité de l'investissement.

3. Le pétrole dans la production électrique de l'Europe

Le pétrole intervient dans des faibles proportions dans la production d'électricité, c'est-à-dire dans des applications de niche telles que des réseaux électriques isolés; sa part représente 2,6 % seulement dans l'UE et un peu plus à l'échelon mondial, mais la tendance est à la baisse. Le pétrole est principalement utilisé à des fins de transport dans les moteurs à combustion, notamment dans les avions, les navires et les véhicules automobiles. Étant donné son rôle limité dans l'industrie et la production d'électricité et dans la mesure où la technologie actuelle ne permet pas de capter efficacement le carbone provenant de sources d'émission si restreintes, le pétrole ne fera pas l'objet d'une étude plus approfondie dans le cadre du présent document.

4. Le nucléaire dans la production électrique de l'Europe

Ils y a 12 pays dotés des centrales nucléaires : la Belgique, la Finlande, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, l'Espagne, la Suède, le Royaume-Uni, la Hongrie, la République tchèque, la Slovaquie et la Lituanie. Mais quatre d'entre eux, l'Allemagne, la Suède, la Belgique et les Pays-Bas ont, en principe des programmes de désengagement nucléaire. Le débat sur le nucléaire reste entier même si les préoccupations liées au changement climatique semblent jouer en faveur de cette énergie. Compte tenu de la croissance rapide des prix des hydrocarbures, certains pays envisagent de reprendre leurs programmes nucléaires.

Dans son principe, l'énergie nucléaire reste suspecte dans l'opinion publique européenne, pour trois raisons principales.

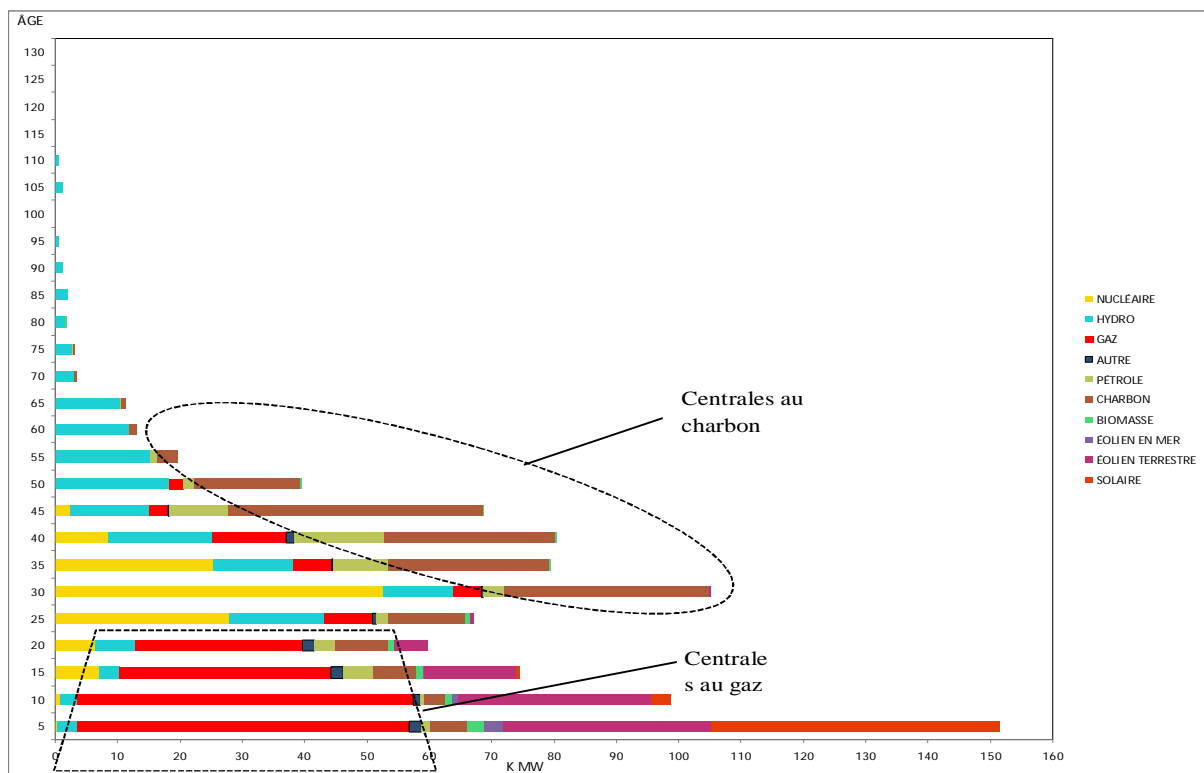
1. L'accident de Tchernobyl qui a constitué un très fort traumatisme pour les opinions publiques des états membres.
2. Les conditions d'exploitation normales, une installation nucléaire expose à des radiations minimales le personnel chargé de maintenance et rejette des effluents radioactifs infimes dans l'environnement.
3. Un risque réel des rejets radioactifs inévitable.

Mais d'autre part, Le point fort de l'énergie nucléaire est sa contribution à la lutte contre le changement climatique. En effet, à la différence des énergies fossiles, les centrales nucléaires ne produisent aucun CO₂ lors de leur fonctionnement et même si l'on prend en compte les émissions liées à l'extraction des combustibles et à la construction des installations, le bilan pour la production de CO₂ de différentes filières de production d'électricité est encore très favorable au nucléaire.

En fin, L'Hydroélectricité conserve une place non négligeable dans la production d'électricité mais son potentiel est désormais très limité car l'essentiel des sites possibles sont déjà exploités en Europe. En revanche, le développement des autres énergies renouvelables est plus important et reste une priorité si l'UE veut améliorer sa sécurité d'approvisionnement et protéger l'environnement. Elle s'est d'ailleurs dotée d'un objectif ambitieux : faire en sorte que les énergies renouvelables atteignent 23% de la consommation énergétique en 2020. A l'heure actuelle, l'éolienne demeure l'énergie renouvelable la plus développée, la capacité installée de production d'électricité éolienne s'élevait à 45 GW.

III. La composition de la production d'électricité en europe et le cycle de vie des unités de production

Les investissements dans la capacité de production électrique de l'Europe ont évolué au fil du temps, d'abord axés sur les énergies renouvelables (hydroélectricité) au début de l'électrification, il y a plus d'un siècle, ils se sont ensuite principalement portés sur le charbon, le nucléaire et le gaz à partir des années 1950, avant de miser à nouveau sur les énergies renouvelables (éolien et solaire) ces dix dernières années. Cette évolution est représentée sur la figure 11 ci-dessous



Source: Platts

Figure 10: La structure par l'âge (cucle de vie) de la production d'électricité en Europe

Comme le montre la figure ci-dessus, du fait des investissements dans les centrales au charbon réalisés il y a 30 à 55 ans, l'Europe dispose d'un vaste parc des centrales au charbon anciennes qui arrivent aujourd'hui au terme de leur durée de vie, c'est le contraire dans le cas des centrales au gaz, car la plupart des investissements ont été réalisés au cours des vingt dernières années. En conséquence, un nombre croissant des centrales électriques (en moyenne 3 à 5 GW par an, soit l'équivalent d'environ dix centrales au charbon) parvient à un âge où les investisseurs peuvent juger plus rationnel de les mettre hors service plutôt que de consacrer des ressources à leur mise à niveau (En vertu du droit de l'environnement, les centrales électriques qui ne répondent pas aux normes minimales en matière d'émissions du CO₂ requises doivent être fermées), ce qui donne l'occasion de les remplacer par des solutions à faible intensité de carbone, mais augmente également le risque de nouvel asservissement au carbone si les prix relatifs de l'énergie et du carbone restent à leur niveau actuel.

Le nucléaire a un poids équivalent à celui du charbon dans la production d'électricité européenne. Cela est lié à la volonté qu'ont un certains États européens de diversifier leurs approvisionnements énergétiques après les chocs pétroliers de 1973 et 1979. Le nucléaire est un facteur d'indépendance énergétique qui permet en outre de réduire les émissions de CO₂. L'expertise en matière de construction des centrales nucléaires s'exporte et représente une source de revenu et de prestige pour l'Union européenne et ses entreprises. Pourtant la question du stockage des déchets n'est pas encore entièrement résolue et les risques liés aux dysfonctionnements éventuels d'une centrale inquiètent.

IV. Le réseau de transport d'électricité européen actuel (chiffres clés)

Le réseau de transport électrique doit s'adapter à l'évaluation de la typologie des flux d'électricité au niveau européen, aux choix qui seront faits lors du débat national sur la transition énergétique ainsi qu'à l'émergence des sources locales d'énergie renouvelable. Il est par conséquent nécessaire de consacrer des efforts importants à la construction de nouvelles infrastructures ou au renforcement des capacités existantes.

Ce qui réunit aujourd'hui les pays de l' « Europe électrique », ce sont des réseaux de transport d'électricité interconnectés aux frontières. Ils permettent des échanges d'énergie entre les pays. Cette solidarité sécurise l'alimentation électrique de millions de citoyens européens.

Sur la plaque continentale, aujourd'hui, les réseaux de transport d'électricité représentent :

- 305 000 Km de lignes à très haute tension
- 34 pays associés, soit une superficie de près de 5 millions de Km² (9 fois la France)

41 gestionnaires de réseau, dont RTE, qui sont regroupés dans l'association ENTSO –E (European Network of Transmission System Operators for Electricity ou Réseau européen des gestionnaires de transport de l'électricité) a été fondée en décembre 2008.

Ces réseaux alimentent 525 millions d'habitants européens en électricité. Dans le plan décennal du développement du réseau, édité en 2010, ENTSO –E a identifié qu'il fallait, d'ici à 2020, construire 42 000 Km de lignes électriques⁴. [3]

1. Les échanges d'électricité entre pays européens

Les réseaux européens interconnectés permettent aux pays membres d'importer de l'électricité entre eux ou vers l'extérieur :

- En 2010, près de 350 TWh ont été échangés entre pays membres d'ENTSO – E
- En 2010, la production d'électricité des 34 pays interconnectés s'élève à 2 600TWh, Cette production est issue de trois sources principales :
 - ✓ Près de 50% est d'origine fossile
 - ✓ Plus de 25 % d'origine nucléaire
 - ✓ Les 25% restant sont d'origine hydraulique ou renouvelable
 - ✓ Parmi les énergies renouvelables, l'éolien constitue la source la plus importante.

Les 34 pays membres de ENTSO – E : Allemagne, Autriche, Bosnie Herzégovine, Belgique, Bulgarie, Chypre, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Lituanie, Luxembourg, Lettonie, Monténégro, FYROM (République de Macédoine), Norvège, Pays – Bas, Pologne, République Tchèque, Roumanie, Royaume – Uni, Serbie, Slovaquie, Suède, Suisse.

A l'avenir la progression de la consommation d'électricité dans l'UE devrait se maintenir et la répartition entre les différents modes de production d'électricité pourrait se transformer. Les prévisions sont extrêmement malaisées car les évolutions dépendront du prix des différentes matières premières énergétiques, des techniques de production et de leurs coûts, mais également des politiques énergétiques de l'UE et des États membres.

⁴ Source des informations : publications d'ENTSO-E

La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie devrait augmenter, ce mouvement traduisant la tertiarisation des sociétés européennes. La part des énergies renouvelables devrait également augmenter du fait des politiques de lutte contre le réchauffement climatique mises en place par la Commission européenne et par les différents États membres.

En ce qui concerne la répartition des différents modes de production d'électricité, on remarque plusieurs changements notoires. La part des énergies renouvelables devrait doubler entre 2010 et 2030. Celle du nucléaire devrait au contraire se réduire de façon importante, même si le recul en volume est beaucoup moins net (la croissance des prix du pétrole pourrait remettre en cause cette évolution et contrairement aux prévisions, favoriser le nucléaire). L'évolution de la part de l'électricité d'origine thermique, prise dans son ensemble, est mal déterminée.

2. Le paramètre de choix de l'échelle européenne pour le transport électrique

Les interconnexions électriques entre les pays européens améliorent la sécurité d'approvisionnement. Depuis des décennies, dans le cadre des anciennes associations, les opérateurs de réseau ont développé des procédures de secours mutuels. Concrètement, si pour des raisons techniques ou de fortes intempéries, un pays se retrouve en pénurie d'électricité ou, plus fréquemment, doit faire face à l'indisponibilité d'un moyen de production, les pays voisins lui viennent en aide en injectant de l'électricité sur son réseau. Cette solidarité internationale limite fortement la possibilité de black-out et assure la continuité de l'approvisionnement électrique pour chaque citoyen européen.

V. Les déséquilibres production - consommation et échanges d'électricité

La majeure partie d'électricité européenne est produite à proximité des lieux de consommation. Les déséquilibres entre offre et demande ne sont pas aussi marqués et la production nationale doit même satisfaire l'intégralité de la consommation. Beaucoup des États de la région disposent d'excédents de production et le plus souvent d'excédents de consommation, ce qui donne lieu à des échanges entre pays voisins.

Ces échanges sont généralement à double sens, un flux générant un contre flux. Rares sont les États qui sont uniquement exportateurs ou importateurs d'électricité. Même les pays disposant des excédents les plus importants de la région importent une partie de leur électricité. Cette dépendance réciproque permet de jouer sur les complémentarités entre productions nationales, en jouant notamment sur des décalages entre les pics de consommation. En effet, les excédents ou les déficits de production sont fonctions des heures, des jours, des saisons.

1. L'importance et la complexité des échanges électriques européens

En Europe les échanges d'électricité représentent une part de la consommation non négligeable. Plus de 85% des échanges électriques européens ont lieu au sein de l'UCTE (Union de Coordination du Transport de l'Électricité). L'organisme publie des statistiques régulières et détaillées qui font apparaître une progression rapide des échanges au sein de la zone. Les poids des échanges réalisés avec les pays connectés au système mais n'appartenant pas à la zone UCTE est réduit. Les échanges d'électricité tendent à s'accélérer depuis les années 2000, encouragés par les efforts de la Commission européenne pour mettre en place un véritable marché commun libéralisé de l'électricité en Europe.

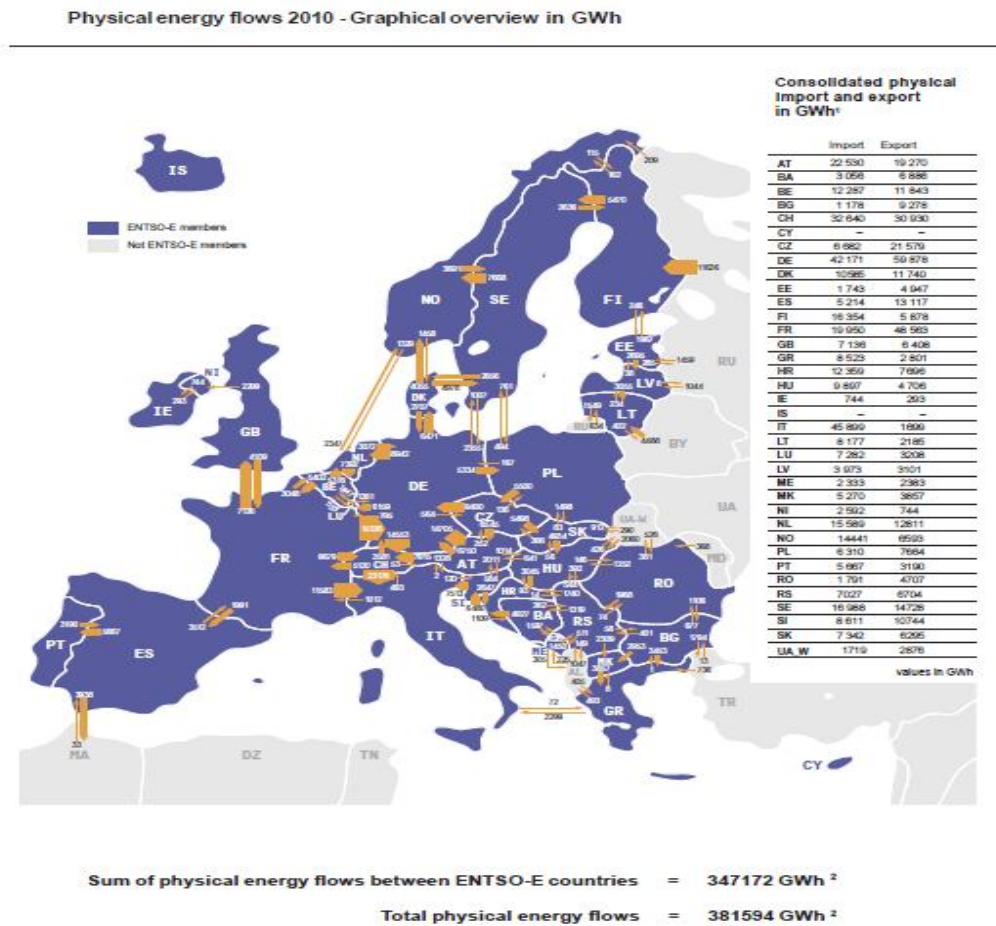
Tous les États de l'UCTE participent à des échanges intra – zones, mais dans des proportions différentes. Les États qui échangent le plus en volume sont l'Allemagne, la Suisse et la France. Ils sont suivis de loin par l'Italie, l'Autriche, la République Tchèque, la Suède et les Pays-Bas. On remarquera que les États évoqués sont plutôt de gros producteurs, presque tous situés au cœur de l'Europe où se concentre l'essentiel des richesses et de la population du continent. Certains pays qui produisent beaucoup d'électricité comme la France et l'Allemagne et aussi des producteurs plus modestes comme la République Tchèque, la Pologne, la Bulgarie ou le Danemark. A l'inverse, la balance des échanges est très déficitaire pour des pays tels que l'Italie, les Pays-Bas, la Finlande, la Belgique, le Royaume-Uni, l'Autriche ou la Hongrie. Une cartographie des flux d'électricité en Europe met bien en avant le rôle déterminant des échanges entre États situés au cœur du système européen : les flux les plus importants sont ceux que l'on observe entre la France, l'Allemagne et leurs voisins. La France tire ses capacités excédentaires de son très vaste parc nucléaire. L'Italie est en revanche un pays dont les capacités de production sont limitées et qui doit importer des quantités considérables d'électricité, notamment en provenance de Suisse. La Suisse, située au cœur du système européen à un rôle central d'interface et de plaque tournante redistribué d'électricité.

Le volume des échanges de la Suisse est largement supérieur à la production nationale 70% de ses exportations d'électricité vont vers l'Italie qui dépend énormément pour son approvisionnement. Le « black-out » que l'Italie a connu en 2003 était dû à un défaut de coordination entre les gestionnaires de réseaux suisses et italiens. La situation de l'Italie, péninsule du sud de l'Europe coupée du reste du continent par les Alpes, complique grandement l'approvisionnement électrique car les interconnexions dépendent beaucoup des contraintes de la géographie physique. La péninsule ibérique ressemble également à une « île électrique » n'entretenant des relations qu'avec son unique voisin européen, la France, au travers des Pyrénées.

Les échanges sont nombreux car les réseaux sont relativement complets. Ils sont extrêmement denses au cœur du système, sur un axe qui va de l'Italie au Pays-Bas et qui correspond plus ou moins à la « dorsale européenne ». Ils apparaissent moins denses aux marges du système, au nord, à l'est et au sud. Comme les échanges sont à double sens, cela les rend très complexes à analyser. Il est en fait très difficile de résumer de façon simple les échanges d'électricité intra-UCTE. Ils dépendent beaucoup des politiques nationales en matière de production d'électricité, mais aussi du développement des réseaux et des interconnexions existantes comme nous montre la figure 11 sur Les échanges d'électricité en Europe en 2010 (GWh)

Les relations entre les pays européens et ses voisins sont beaucoup plus limitées car les connexions existantes sont bien moins nombreuses (pour des raisons techniques, économiques et historiques). Le système de l'Europe continentale entretient des relations avec le système des pays scandinaves (Nordel) auquel il est connecté. Les Pays-Bas, l'Allemagne et la Pologne échangent des quantités d'électricité relativement importantes avec la Norvège et la Suède. A l'Est, les échanges entre l'UCTE et le système IPS/UPS des pays de l'ex-URSS sont limités. Ils sont extrêmement ténus entre la Pologne et la Biélorussie et un peu plus développés avec l'ouest de l'Ukraine. L'Albanie, bien que n'appartenant pas à l'UCTE, est également une enclave connectée de façon synchrone au réseau qui réalise quelques échanges avec ses voisins. Au Sud enfin, l'Espagne réalise des échanges avec le Maroc via le détroit de Gibraltar. Les pays du Maghreb qui appartiennent au COMELEC⁵ sont eux aussi déjà connectés à l'UCTE, ces connexions s'arrêtant pour l'instant aux frontières de la Libye.

⁵ COMELEC (Comité maghrébin de l'électricité)



Source : ENTSO-E Statistical Yearbook 2010

Figure 11 : Les échanges d'électricité en Europe en 2010 (GWh)

2. Les limites des échanges au sud

Il ne faut pas oublier le rôle du voisinage européen en termes de consommation et de production d'électricité. Parmi les dix premiers producteurs d'électricité de la région européenne, cinq n'appartiennent pas à l'Union européenne : Le géant Russe, l'Iran, l'Ukraine, l'Arabie saoudite et la Turquie comptent pour presque 30% de la production régionale, en raison notamment de leur importante population.

A l'Est, un réseau permet de connecter six des sept régions électriques de l'ex-URSS. Cela permet à certains États d'importer de l'électricité en provenance du voisin russe malgré des réseaux vieux et mal entretenus. Ce dernier en profite pour accroître son contrôle sur le secteur électrique des partenaires en rachetant soit des capacités de production, soit les réseaux de distribution. La Russie connaît pourtant elle aussi des problèmes d'approvisionnement puisqu'en mai 2005, une coupure de courant a plongé deux millions de moscovites dans le noir.

Dans les pays du Sud, la production nationale assure la quasi-totalité de la consommation nationale. A la différence des pays européens, les échanges avec les pays voisins sont complètement marginaux voire nuls. Il faut souligner des exceptions toutefois : le Maroc, le Liban, l'Irak et le Yémen importent une partie de leur électricité pour satisfaire leur consommation nationale. Elles proviennent des pays voisins exportateurs, souvent mieux pourvus en ressources énergétiques, que sont la Syrie, la Turquie et l'Égypte au Proche – orient, l'Algérie et l'Espagne au Maghreb. En dehors du Moyen-Orient et du Maghreb les échanges sont complètement anecdotiques. En fait, les pays du Sud de la région européenne ont surtout fait des efforts pour compléter leurs réseaux nationaux et assurer l'approvisionnement de leurs populations et ont jusqu'à présent peu cherché à développer les connexions avec les États voisins.

VI. L'analyse et l'interprétation

1. La France devient exportatrice nette d'électricité

Nous constatons que l'arrêt de 7 réacteurs nucléaires allemands a changé la donne dans les échanges Allemagne-France est passée d'importatrice à exportatrice. Ainsi, le solde des échanges a presque doublé par rapport à 2009 et 2010 (55,7 TWh en 2011, soit + 89% par rapport à 2010), revenant aux niveaux de 2007, selon les chiffres de RTE. L'annonce de l'abandon du nucléaire en Allemagne suite à l'accident nucléaire de Fukushima (Japon) devrait conforter cette situation qui fragilise cependant la sécurité énergétique de l'Europe.

De plus, ces échanges d'électricité avec les pays voisins ont été influencés par la baisse de la consommation d'électricité intérieure et la disponibilité des moyens de production en France comme l'indique la figure.



Source : Bilan électrique, RTE - 2011

Figure 12 : Les échanges contractuels transfrontaliers en 2011 (en TWh)

Ainsi, avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne, le solde des échanges devient exportateur alors qu'il était importateur en 2010.

Les importations et exportations d'électricité ont lieu tous les jours aux frontières françaises. Ces flux d'électricité doivent être gérés pour qu'à chaque seconde, sur le réseau, l'offre en électricité (production + importations) soit strictement égale à la demande (consommation + exportations). C'est le dispatching national qui veille à l'équilibre des flux électriques en France, en tenant compte des importations et exportations de la France.

Les échanges commerciaux d'électricité aux frontières françaises ne sont pas définis par le dispatching national de RTE mais bien par les acteurs du marché européen.

Le Médiateur national de l'énergie, note, que :

- L'augmentation continue de la demande énergétique,
- Un vieillissement du parc de production français et un retard pris dans le renforcement des réseaux.
- Le coût de ces investissements se retrouvera inmanquablement dans les factures.

Le prix de l'électricité pourrait augmenter de 30% en seulement 4 ans [4], En cause :

- Les investissements évoqués par RTE, mais aussi le coût du développement des énergies renouvelables (66 euros en moyenne par an pour chaque ménage) mais aussi les conséquences de la catastrophe nucléaire de Fukushima. Sur ce dernier point l'Autorité de sûreté nucléaire a publié début janvier 2012 un rapport sur l'État des centrales françaises, dans lequel elle demande 10 milliards d'euros de travaux supplémentaires pour renforcer leur résilience face aux risques naturels...
- En 2010, un ménage français consacrait en moyenne 1600 euros pour son énergie domestique. Selon une enquête de l'institut national de la consommation, de 2000 à 2010, le budget moyen consacré à l'électricité et au chauffage a augmenté de 32 %.

2. Une stratégie électrique européenne et française qui vise le long terme

a) Les émissions de gaz à effet de serre

La responsabilité historique des pays développés est lourde dans le taux de CO₂ actuel dans l'atmosphère. Les pays européens ont fait le choix de réduire leurs émissions à l'horizon 2050. A plus court terme, permis ces pays, la France s'est fixée des objectifs ambitieux avec, en 2020, une diminution de 20% des émissions des gaz à effet de serre par rapport au niveau

de 1990, une amélioration de 20% de l'efficacité énergétique, et une contribution des énergies renouvelables a hauteur de 23% dans la consommation finale d'énergie. [5]

b) Mix électrique**b-1) Le parc nucléaire**

La durée d'exploitation du parc nucléaire actuel constitue le principal facteur d'évolution de l'offre électrique à long terme, l'hypothèse d'une durée de vie provoquerait de façon mécanique une réduction tout aussi importante du parc nucléaire. Ainsi en 2030, la possible limitation de la durée d'exploitation à 40 ans concernerait les centrales nucléaires, par exemple, en France, 51 des 58 groupes actuellement en service soit 85 % de la puissance actuellement en exploitation et toujours à 2030, 13 groupes, soit moins de 20 % de la puissance installée, auraient été mis en service depuis plus de 50 ans).

b-2) Les énergies renouvelables

La politique énergétique, ainsi que d'autres paramètres d'ordre technologique, économique, industriel ou encore sociétal, vont avoir une influence prépondérante sur l'évolution des différentes filières de production d'électricité renouvelable : éolien, solaire photovoltaïque, biomasse, énergies marines (etc). De manière générale, ces filières sont aujourd'hui dépendantes de la politique énergétique et des dispositifs de soutien comme les tarifs d'achat. Mais d'autres paramètres entrent en jeu et pourraient être déterminants à l'horizon 2030, suivant l'évolution du contexte économique et du marché de l'électricité.

Parc hydroélectrique

Le parc hydroélectrique fait aujourd'hui l'objet d'une incertitude relativement faible concernant le parc installé, compte tenu du temps de développement très important des projets et des limitations d'ordre géographique, sociétal et environnemental de nouvelles constructions de grande ampleur.

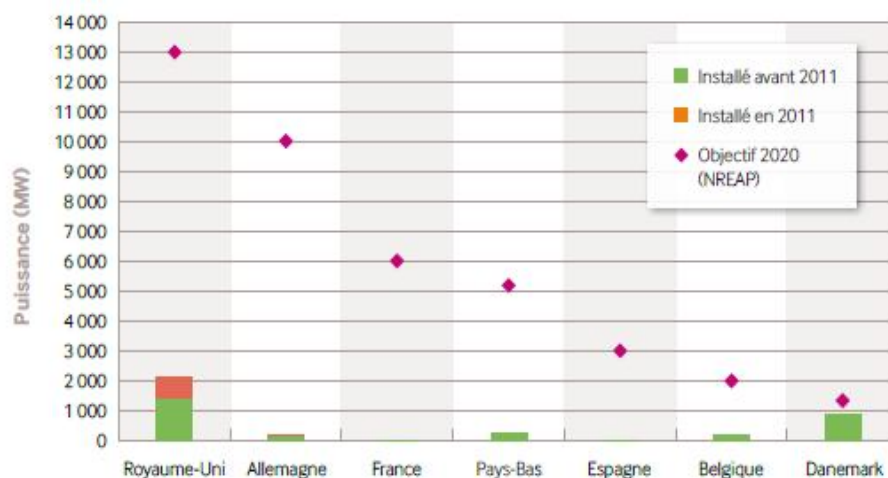
Parc éolien

Le parc éolien représente aujourd'hui la part la plus importante de la production renouvelable, son rythme de développement est donc crucial pour l'évolution du parc renouvelable dans son ensemble. Le cadre réglementaire et juridique, qui résulte de la politique énergétique, impacte fortement la mise en place ou l'aboutissement de nombreux projets éoliens, en particulier :

- Le montant du tarif d'achat de l'électricité produite,
- Les règles d'implantation des parcs éoliens et les contraintes environnementales qui s'imposent aux installations.
- La réalisation des projets éoliens, en particulier terrestres, et l'évolution du prix de l'électricité aux horizons considérés (l'acceptabilité locale joue de plus un rôle important).
- Une adaptation du réseau de transport est indispensable au raccordement de la nouvelle production éolienne dont l'optimisation économique (meilleurs potentiels de production et moindre coût de raccordement) et l'acceptabilité locale conduisent à la concentration géographique.
- Concernant l'éolien en mer, l'essor d'une filière industrielle dépendra du degré de réussite des appels d'offres en termes de délais de réalisation des parcs, de maîtrise de la technologie, de puissance installée, de rentabilité et de création effective d'emplois.
- L'incertitude est aujourd'hui bien plus importante que pour la filière maritime, compte tenu de la taille considérable des projets et de leur coût, deux à trois fois supérieur à l'éolien terrestre.

On notera que la quasi-totalité des pays européens accusent aujourd'hui un retard de développement de l'éolien en mer conséquent par rapport aux trajectoires pouvant mener aux objectifs nationaux pour 2020 inscrits aux plans nationaux de développement des énergies renouvelables (NREAP), avec un écart parfois considérable entre les objectifs affichés par les gouvernements et les développements observés. Ces tendances laissent envisager que les puissances visées pourraient être atteintes dans un délai supérieur aux objectifs.

La figure suivante montre l'éolien offshore, développement et objectifs 2020.



Source : ENTSO-E – 2011-

Figure 13 : L'éolien offshore, développement et objectifs 2020

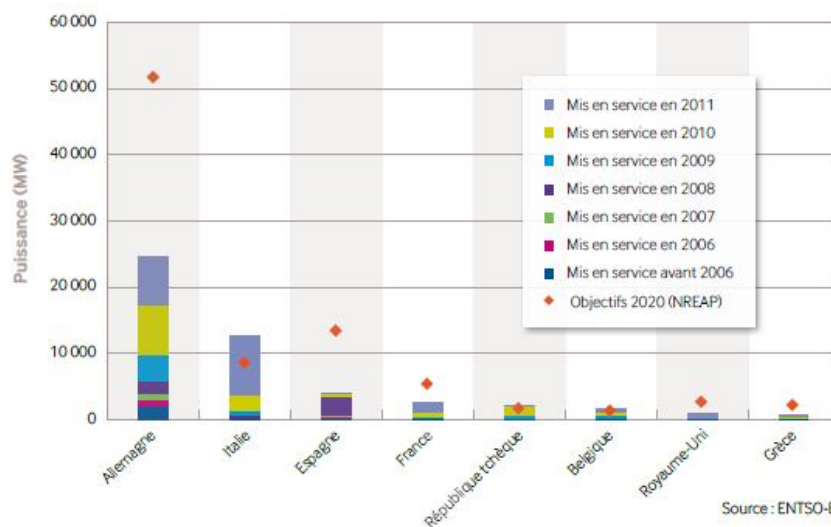
Parc photovoltaïque

Le développement de la filière dépend de nombreux facteurs comme pour le parc éolien. Le cadre réglementaire et juridique est au moins aussi impactant pour ce secteur que pour l'éolien.

Nous remarquons que la filière a connu, plusieurs modifications significatives de sa réglementation et des tarifs d'achat, ayant parfois mené à l'abandon de certains projets. L'impact de ces mesures est donc considérable sur l'avenir de la filière. On a pu constater dans certains pays, notamment en France, Espagne, République tchèque ou en Italie, que la baisse du coût des PV, lorsqu'elle est plus rapide que les délais administratifs nécessaires à l'adaptation des mécanismes incitatifs, peut provoquer un développement fort mais d'une durée très limitée. Cela illustre, entre autres, la très grande incertitude sur le développement à venir de cette filière.

D'autres paramètres techniques entrent en jeu : les avancées technologiques, en termes de rendement des panneaux, ou encore d'optimisation de la surface occupée, etc. Mais l'un des éléments les plus significatifs pour l'avenir du secteur est l'évolution du prix des PV.

Concernant les objectifs affichés par les différents pays pour 2020, ils sont aujourd'hui déjà dépassés pour six pays européens. La tendance actuelle conduit à envisager un dépassement pour l'ensemble des pays, y compris pour la France. L'incertitude porterait donc sur l'ampleur de ce dépassement. La figure suivante montre l'éolien offshore, développement et objectifs 2020.



Source : ENTSO-E

Figure 14 : photovoltaïque, développement et objectifs 2020

3. Les orientations apparaissent

Un socle important d'ouvrages de réseau de transport sera à restructurer ou à réaliser dès avant 2030, pour continuer de garantir la sécurité d'alimentation électrique dans l'ensemble des pays européenne.

Nous définirons que la France, au carrefour géographique des réseaux européens, est impactée par les fortes évolutions que connaissent ses voisins comme l'Allemagne, l'Espagne ou l'Italie.

Nous constatons que l'impact de l'arrêt du nucléaire en Allemagne et de l'essor des énergies dites « décentralisées » se fait notamment d'ores et déjà ressentir à l'échelle européenne. Ces évolutions, couplées à celles du mix énergétique, nécessitent l'accroissement de la « respiration » permise par les interconnexions et comme la France est le premier exportateur d'électricité en Europe, au sein de la plaque électrique continentale la rend fortement dépendante des capacités productives de ses partenaires. Or, une analyse à moyen terme de l'évolution des systèmes électriques de ces pays laisse entrevoir des déficits qui pourraient avoir des conséquences non négligeables au niveau national.

Par ailleurs, le réseau de transport continuera de fluidifier les transits interrégionaux et de faciliter les secours mutuels entre les régions, à l'instar des « filets de sécurité » engagés en Bretagne. Avec le remplacement des centrales les plus anciennes, notamment thermiques, et le développement des énergies renouvelables, l'amplitude et la volatilité des flux augmentent, notamment entre le nord et le sud. Outre la modernisation des lignes pour permettre le triplement des capacités, et proposent de créer un nouveau lien électrique - par la Méditerranée - (un marché euro-méditerranéen de l'électricité).

D'autres décisions seront aussi à prendre, pour passer notamment le cap de 2030, date à laquelle la transformation du paysage électrique va s'accélérer. La transition énergétique pourrait en effet se traduire par un changement de répartition géographique des centrales de production. Des travaux importants seront nécessaires pour rééquilibrer le réseau électrique.

Nous remarquons aussi que même si, la sécurité d'approvisionnement est garantie jusqu'en 2010 avec la mise en service de 45 GW supplémentaires au niveau de la zone UCTE, la situation apparaît beaucoup plus tendue à l'horizon 2030, les investissements étant alors insuffisants pour compenser l'arrêt des centrales les plus anciennes et les plus polluantes sur la période. Les besoins de remplacement des centrales existantes ainsi que l'accroissement des

capacités installées pour faire face à la hausse de la consommation d'électricité sont donc gigantesques.

L'UE dispose d'un cadre clair pour la mise en œuvre de ses politiques électriques et climatique à l'horizon 2020-2030. Ce cadre englobe différents objectifs, tels que :

- La réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES),
- La sécurité de l'approvisionnement énergétique et le soutien à la croissance,
- La compétitivité et l'emploi dans le cadre d'une approche alliant haute technologie, efficacité économique et efficacité dans l'utilisation des ressources.

Nous étudions que l'UE a bien avancé dans la réalisation des objectifs fixés pour 2020, créant un marché intérieur de l'énergie, et surtout électriques, et concrétisant d'autres objectifs de la politique électrique, mais il convient à présent de réfléchir à un nouveau cadre pour les politiques énergétique et climatique à l'horizon 2030.

Un accord précoce sur le cadre à l'horizon 2030 est important pour trois raisons :

- La longueur des cycles d'investissement implique que les infrastructures financées à court terme seront encore en place en 2030 et au-delà : les investisseurs ont donc besoin de sécurité et d'un risque réglementaire réduit.
- La formulation d'objectifs précis pour 2030 aiguillonnera les progrès sur la voie d'une économie compétitive et d'un système énergétique sûr car elle renforcera la demande de technologies efficaces et à faible intensité de carbone et suscitera des travaux de recherche, de développement et d'innovation qui peuvent créer de nouvelles possibilités d'emploi et de croissance. Le coût économique s'en trouve directement et indirectement réduit.
- En Fin, malgré les difficultés des négociations en vue d'un accord international juridiquement contraignant sur l'atténuation du changement climatique, un tel accord est toujours attendu pour fin 2015. D'ici là, l'UE va devoir trancher sur diverses questions, notamment sur son propre niveau d'ambition, en vue de s'engager activement avec les pays de sud - est de la méditerranéens.

De toutes ces considérations il serait opportun de mettre ce cadre à l'horizon 2030 qui doit être suffisamment ambitieux afin de garantir que l'UE soit sur la bonne voie pour atteindre les objectifs à long terme en matière de climat et d'approvisionnement.

Conclusion

L'électricité européenne est produite à partir des trois sources principales : le charbon, le nucléaire et le gaz, bien que son utilisation soit l'origine de rejets de CO₂ sauf le nucléaire.

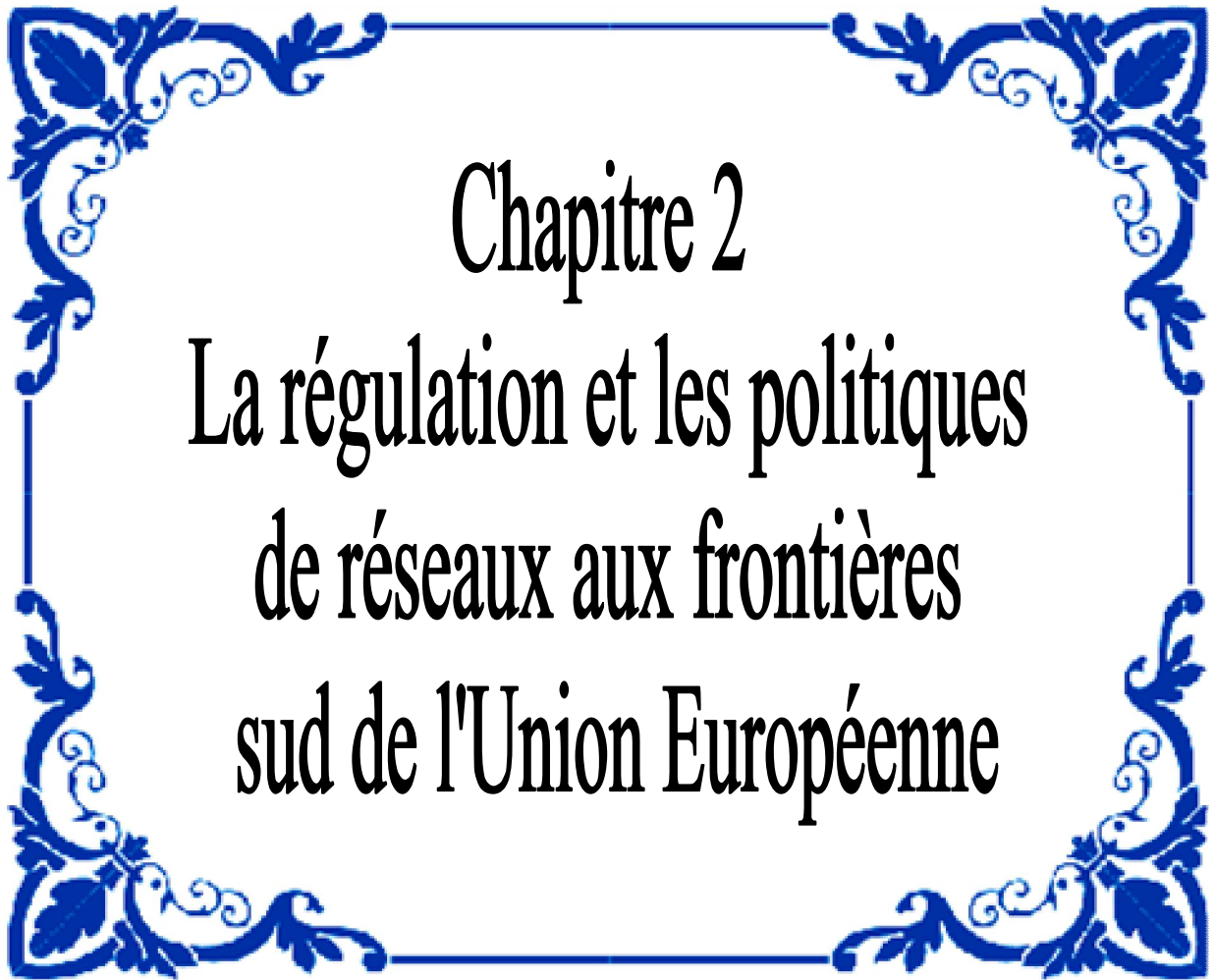
Nous remarquons que la conjoncture actuelle de prix élevé des énergies fossiles, besoin de sécurité des approvisionnements et réchauffement climatique semblent préparer l'avènement d'une nouvelle ère du nucléaire. La vigilance doit être extrême et les conditions de sûreté, de sécurité et de non-prolifération absolument incontournables pour garantir l'avenir du nucléaire.

Il est important de rappeler qu'il existe un vrai dilemme entre les risques propres à la filière nucléaire et les émissions de CO₂ inhérentes aux centrales au charbon ou au gaz d'une part et d'autre part, il s'avère que l'aspect de la sûreté de la gestion des déchets radioactifs est primordial pour les adversaires de l'énergie nucléaire.

Dans ces conditions, La sortie prématurée du nucléaire, décision prise après Fukushima, sera compensée par un recours accru aux énergies fossiles (charbon et gaz principalement), à une accélération des énergies renouvelables ainsi qu'aux importations électriques.

Ainsi se pose la question de la compatibilité de cette nouvelle stratégie avec les enjeux climatiques ou encore avec les autres politiques énergétiques nationales. La stabilité du réseau électrique, soumis à de fortes fluctuations (liées à l'intermittence de certaines énergies), la faible rentabilité des nouvelles centrales à gaz, qui ne seront appelées à fonctionner qu'en back up, le développement des lignes électriques, la maîtrise des coûts du système de soutien aux énergies renouvelables sont autant d'enjeux et de défis que doit relever dans les prochaines années.

A 2050, la division par deux de la consommation d'énergie primaire, qui conditionne la réduction des émissions de gaz à effet de serre, constitue un pari extrêmement ambitieux. Il apparaît donc indispensable de mener une réflexion sur le développement des infrastructures qui permettront d'accroître les échanges et tout particulièrement sur les interconnexions électriques, sous l'angle du développement durable, dans le bassin euro - méditerranée.



Chapitre 2
La régulation et les politiques
de réseaux aux frontières
sud de l'Union Européenne

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

Introduction

Le marché électrique et son réseau ne pourraient se développer et fonctionner sans un système assurant leur régulation. La coordination des différentes politiques nationales ne peut par exemple être réalisée sans des instances qui favorisent le dialogue et la coopération entre les acteurs historiques nationaux. Même lorsqu'ils sont pris en charge par des entreprises privées, les importants investissements requis pour la construction de nouvelles lignes ne peuvent être menés à bien qu'à condition qu'un environnement favorable à l'investissement existe. Cela n'est possible que si la législation est adoptée et que des mesures permettent de limiter les risques liés à l'investissement.

Longtemps la gestion et la régulation des réseaux électrique a été assurée à l'échelle nationale, souvent par des monopoles publics, avec l'élargissement et la mise en connexion des réseaux entre eux, il a fallu édifier des structures de concertation et de coopération dans le domaine de l'électricité modifie profondément le paysage énergétique.

L'ouverture des industries de réseaux à la concurrence a pour objet de faire baisser les prix payés par le consommateur final, en écrêtant les rentes potentielles des opérateurs présents sur le réseau, en particulier sur les segments où subsistent des "monopoles naturels". Cette ouverture s'accompagne d'une séparation comptable (unbundling) voire juridique des divers segments d'activité : production, transport, distribution et parfois fourniture [6].

Dans ce chapitre, nous commençons par la définition du concept de libéralisation et la présentation de ses directives par la suite nous présentons les spécificités de son application dans les politiques de réseau et leur impact sur les pays riverains du nord de la Méditerranée mais aussi sur les pays riverains du sud pour sonder les effets sur les réseaux électriques au sud de la région européenne. Il s'agit aussi de voir comment la gestion et le développement des réseaux électriques échappent à l'UE et sont mus par des dynamiques propres qui façonnent le processus d'intégration en Méditerranée.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

I. La libéralisation du marché du gaz et de l'électricité

La libéralisation du marché signifie que le consommateur a désormais le droit de choisir son fournisseur de gaz et d'électricité et de conclure un contrat avec celui qu'il aura choisi. Cette situation transforme le consommateur en client éligible [7].

Les entreprises publiques qui contrôlaient auparavant le marché de l'électricité dans un pays ne pourront plus exercer seules ces activités et devront partager le marché avec d'autres. Cette modification induit la cession de certaines de leurs activités à des entreprises concurrentes, et la fin des situations monopolistiques.

Afin d'ouvrir le marché, les activités sont scindées : production, transport, distribution et fourniture, de nouveaux opérateurs pourront faire leur apparition dans ces différentes activités sur les marchés nationaux. Seule la gestion des réseaux électrique restera en situation de monopole public.

En effet, la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité repose sur une modification de fonctionnement des marchés [7]:

- Création d'une bourse de l'électricité où les acteurs peuvent s'échanger des kilowatts
- Réorganisation des anciens monopoles publics afin qu'ils soient séparés juridiquement et fonctionnellement des activités de transports et de distribution et des activités de production.

II. La libéralisation et modes de régulation des réseaux électriques en Méditerranée

1. Le processus de libéralisation des marchés européens

1.1. Les réseaux électriques européens avant la libéralisation

Après la deuxième Guerre mondiale, l'économie européenne était ruinée et il fallait la reconstruire sur de nouvelles bases, c'est ainsi que plusieurs pays se sont engagés dans la voie de la planification et de la nationalisation des entreprises considérées comme stratégiques. Le secteur énergétique paraissait exemplaire de ce point de vue car constituant un des moteurs de la reconstruction et de la croissance. On a assisté dans plusieurs pays à la nationalisation d'entreprises électriques dont le rayon d'action, au départ local ou régional, était devenu dans l'entre – deux – guerre celui de l'État tout entier par exemple : EDF.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

Durant la période de croissance qui a suivi la reconstruction, les entreprises européennes ont assuré la pénétration de l'électricité, les entreprises produisaient, transportaient et vendaient dans une zone géographique dont elles avaient l'exclusivité. Ce territoire exclusif était souvent le territoire national, mais pouvait être aussi un territoire régional [2]. L'entreprise française EDF est l'incarnation de ce type de monopole public assurant la satisfaction de l'ensemble des besoins électriques d'un pays. Les entreprises étaient verticalement intégrées, possédant et gérant les infrastructures de production, de transport et de distribution.

Jusqu'à une date récente, il n'y avait donc pas de marché ni de concurrence entre différentes sources de production, si ce n'est à l'intérieur même de l'entreprise. Quand l'entreprise achetait ou vendait à des confrères nationaux, extra – nationaux ou à des entreprises indépendantes, cela se faisait par l'intermédiaire de contrats bilatéraux. Dans ce monde des anciens monopoles, les choix en matière d'investissements de production et de transport étaient banals. L'entreprise élaborait des prévisions de demande et calculait ses propres coûts de production, selon une démarche propre aux ingénieurs – économistes ; à partir de là, elle pouvait choisir les technologies les moins coûteuses pour satisfaire la demande en base et en pointe.

1.2. La libéralisation des marchés de l'électricité en Europe

La première directive européenne favorable à la libéralisation du marché de l'énergie a été adoptée à la fin des années 90 (directive 96/92/CE du 19 décembre 1996), et sera complétée par la suite par la deuxième directive 2003/54/CE et 2003/55/CE organisant l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité en Europe. En conséquence de l'adoption du deuxième ensemble de mesures législatives, de nouveaux fournisseurs de gaz et d'électricité peuvent pénétrer sur le marché des états membres, tandis que les consommateurs (les consommateurs industriels depuis le 1^{er} juillet 2004 et les consommateurs domestiques depuis le 1^{er} juillet 2007) sont désormais libres de choisir leur fournisseur de gaz et d'électricité)[8].

En avril 2009 a été adopté un troisième ensemble législatif modifiant le deuxième ensemble et destiné à poursuivre la libéralisation du marché intérieur de l'électricité et du gaz, à combler les lacunes structurelles, à encourager les investissements dans les infrastructures, à accroître la compétitivité et à protéger les consommateurs. Le troisième ensemble de mesures est axé sur les questions de dégroupage, de surveillance et de coopération en matière de

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

réglementation, de coopération en réseau, de transparence et de conservation des documents et, enfin, d'accès aux installations de stockage et aux terminaux de GNL. Dans ce cas particulier, la directive sur l'électricité (2009/72/CE) abrogeant la directive 2003/54/CE rappelle en effet dès son premier considérant que le marché intérieur a pour finalité [9]:

- Offrir une réelle liberté de choix à tous les consommateurs de l'Union européenne, qu'il s'agisse de particuliers ou d'entreprises, de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers, de manière à réaliser des progrès en matière d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service et à favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable [10];
- Garantissent une surveillance plus efficace en matière de réglementation, par des régulateurs nationaux de l'électricité véritablement indépendants qui renforcent et harmonisent les compétences et l'indépendance des régulateurs nationaux de façon à permettre un accès efficace et non discriminatoire aux réseaux de transport ;
- Renforcent la protection des consommateurs et assurent la protection des consommateurs vulnérables ;

Le troisième paquet énergétique, qui est entré en vigueur le 3 mars 2011, n'a pas encore été transposé et pleinement mis en œuvre dans un grand nombre d'États membres [11].

1.3. La régulation du marché de l'électricité

La libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité européens a suivi dès le début trois principes directeurs : dissociation des activités ou « unbundling », accès des tiers au réseau (ATR) et création d'autorités indépendantes de régulation [2]. L'unbundling, terme d'abord perçu comme un barbarisme mais aujourd'hui très en vogue, a pour objectif d'introduire de la concurrence en imposant une séparation claire entre les segments qui relèvent du monopole naturel régulé et ceux qui relèvent de la concurrence, remettant ainsi en cause de façon radicale l'intégration verticale.

Dans l'électricité, on a séparé la production du transport d'électricité. Le transport reste dans une situation de monopole car il est impossible techniquement de mettre en place la

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

concurrence sur ce segment de la chaîne [6]; elle ne peut être introduite qu'à l'amont et à l'aval.

L'isolement des fonctions de transport a conduit à l'apparition d'entreprises exclusivement chargées de la gestion des réseaux de transport :

- Les Gestionnaires des Réseaux de Transport (GRT) ou Transmission System Operator (TSO)¹. Ils gèrent et opèrent les fils, les entretiennent et décident, en concertation avec le régulateur, des investissements à réaliser.

Suite aux bouleversements introduits par les directives européennes dans l'organisation de l'industrie électrique européenne, ces nouveaux acteurs, que sont les Gestionnaires des Réseaux de Transport et les régulateurs, se sont rassemblés dans des associations visant à permettre l'harmonisation et la coopération entre les différentes instances nationales. Nous avons vu qu'avant même les premières directives sur la libéralisation du marché de l'électricité européen, les électriciens européens avaient été amenés à coopérer pour développer les connexions et les échanges transfrontaliers, avec pour objectif final l'amélioration de la qualité de l'offre et de la fiabilité des réseaux. De cette coopération, quatre associations étaient nées en Europe :

- TSOI qui regroupe les gestionnaires des réseaux de transport électrique (ou TSO) irlandais,
- UKTSOA qui est l'association des gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité britanniques,
- NORDEL qui est l'association des TSO des pays scandinaves,
- UCTE qui regroupe les gestionnaires des réseaux d'électricité d'Europe occidentale et centrale,

Ces quatre associations, qui correspondent à des aires en connexion synchrone, ont décidé de coopérer et sont à l'origine de la création (1999) de l'association ETSO (European Transmission System Operators), qui est ensuite élargie grâce à la participation des nouveaux États européens de l'Est de l'Europe et des Balkans. L'association vise à favoriser l'harmonisation des différents réseaux et à établir des règles communes à l'échelle européenne

¹ A titre d'exemple on peut rappeler la situation française. Réseaux de Transport d'Électricité (RTE) et GRT gaz sont les deux sociétés chargées de la gestion des réseaux de transport français. Elles sont détenues très majoritairement par EDF et GDF.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

pour permettre d'améliorer le fonctionnement et la sécurité des réseaux électrique et faciliter la mise en place du marché européen de l'énergie.

Les régulateurs des États membres ont créé en 2000, à leur initiative, le Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER). Cette association de coopération prépare désormais les travaux de l'European Regulator Group for Electricity and Gas (ERGEG) qui a été mis en place suite à une directive européenne de 2003. Ce groupe aide la Commission à mettre en place les marchés de l'électricité et du gaz en facilitant la consultation, la coopération et la coordination entre les organismes de régulation des pays membres.

Afin de renforcer la réglementation et de combler les lacunes de la régulation des projets de canalisation transfrontalière, une Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a été créée (règlement (CE) no 713/2009) [11] en tant que nouvel organe chargé de compléter les tâches de réglementation au niveau national, et a débuté ses travaux en mars 2011. L'agence est essentiellement chargée de :

- Promouvoir la coopération entre autorités nationales de réglementation aux niveaux régional et européen ;
- Surveiller les progrès dans la mise en œuvre des plans décennaux de développement du réseau ;
- Surveiller les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel, notamment les prix de détail de l'électricité et du gaz, l'accès au réseau, y compris l'accès à l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, et le respect des droits des consommateurs.

À titre d'étape supplémentaire, deux règlements ont été adoptés, créant des structures de coopération pour le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport (REGRT), pour l'électricité (règlement (CE) no 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité. Les REGRT, associés à l'ACER, définissent des règles détaillées d'accès au réseau et des codes techniques, et veillent à la coordination de l'exploitation des réseaux par des échanges d'informations opérationnelles et la mise au point de normes et procédures communes de sécurité et d'urgence. Les GRT sont également chargés d'élaborer tous les deux ans un plan décennal d'investissement.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

Afin d'accélérer l'achèvement du marché intérieur de l'énergie, la Commission envisage plusieurs initiatives pour 2012, visant à faciliter les échanges transfrontaliers et à créer un cadre européen pour une exploitation efficace du réseau (communication sur le marché intérieur de l'énergie en 2012 ; lignes directrices sur la gestion de la congestion pour les gazoducs transfrontaliers, sur la transparence dans le domaine de l'électricité, et sur la gouvernance des marchés de gros de l'électricité; codes de réseaux sur la connexion au réseau électrique et sur l'allocation des capacités dans les gazoducs transfrontaliers).

1.4. Les principaux éléments des directives

- **Découplage** : les réseaux de distribution de l'énergie doivent être gérés indépendamment des producteurs et des fournisseurs, ce qui signifie que les grandes entreprises en exercice, privées ou publiques, doivent séparer (découpler) le côté « *distribution* » du côté « *transmission/transport* » de leur industrie. De plus, les réseaux de transport et de distribution doivent être exploités par l'intermédiaire d'entités distinctes sur le plan juridique, afin que les entreprises d'énergie n'aient pas d'accès préférentiel aux systèmes de distribution et aux réseaux de gaz [12].
- **Tarification** : les tarifs de distribution doivent également s'appliquer à tous les utilisateurs du système de façon non discriminatoire.
- **Services d'intérêt public** : les deux directives ont également fixé des normes minimales communes concernant les obligations de service public, qui tiennent compte des objectifs de protection des consommateurs, de la sécurité d'approvisionnement, de la protection de l'environnement et de l'égalité des niveaux de concurrence dans tous les États membres.

1.5. Le renforcement des marchés de l'électricité

Une enquête de la Commission européenne de 2007 a mis en exergue de sérieux dysfonctionnements dans les marchés du gaz et de l'électricité. Les « anciennes » structures de marché caractérisées par le poids des monopoles régionaux et nationaux tendent à perdurer, ce que signifie que les consommateurs peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie en fonction des prix et des services offerts par les groupes du secteur [13]. Malgré l'introduction de la concurrence, le degré de concentration du secteur est élevé et l'intégration verticale se maintient. Le marché est toujours fragmenté selon des frontières nationales. Les opérateurs historiques bloquent encore l'accès aux nouveaux entrants, de par leurs positions dominantes.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

La Commission a donc fait de nouvelles propositions législatives en septembre 2007 pour lever les obstacles à un marché unique européen de l'énergie qui subsiste.

- Renforcer la séparation des activités de production et de transport en imposant la séparation de propriété.
- Les entreprises contrôlant à la fois les activités de production et de transport seraient obligées de vendre une partie de leurs actifs.
- La mise en place d'Opérateurs Indépendants de Systèmes (ISO).

Les entreprises de production et d'approvisionnement seraient autorisées à conserver leurs actifs dans le réseau mais elles perdraient le contrôle de sa gestion. Les décisions commerciales et les décisions d'investissement seraient confiées à une entreprise indépendante désignée par les autorités nationales avec l'approbation de la Commission européenne. Le propriétaire du réseau devrait appliquer les décisions de l'ISO notamment en matière de financement des investissements nécessaires à l'amélioration des capacités de transport. Les moyens de transport pourraient rester soit publics soit privés, pour peu qu'ils soient gérés indépendamment de l'État.

La coopération entre les opérateurs de réseau est actuellement basée sur le volontariat tant dans l'électricité (ETSO) [2]. La Commission souhaiterait formaliser cette coopération par la création d'un Réseau Européen des Opérateurs de Systèmes de Transport.

1.6. La sécurité d'approvisionnement en électricité

La sécurité d'approvisionnement consiste à garantir un accès à l'énergie dont on sait le caractère essentiel pour notre société. Elle consiste à diversifier les sources d'approvisionnement, à créer des réserves stratégiques et à réduire notre dépendance aux importations. Sécurité d'approvisionnement ne veut pas forcément dire indépendance énergétique [14].

Les pannes d'électricité dans l'UE ont mis en évidence la nécessité de définir des normes opérationnelles claires pour les réseaux de transport de l'électricité et pour la maintenance et le développement adéquats des réseaux. La directive 2005/89/CE énonce des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité de façon à assurer le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, un niveau approprié d'interconnexion

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

entre les États membres, un niveau adéquat de capacité de production, et l'équilibre entre l'offre et la demande.

La directive exige que les gestionnaires des réseaux fixent et atteignent des objectifs de performance en termes de qualité de l'approvisionnement et de sécurité du réseau. Les restrictions d'approvisionnement en situation d'urgence doivent répondre à des critères prédéfinis et des mesures de sauvegarde appropriées doivent être prises, en consultation avec les autres gestionnaires de réseaux de transport concernés. Les États membres doivent encourager le développement de marchés, exiger des gestionnaires des réseaux qu'ils veillent à ce qu'un niveau approprié de capacité de production de réserve soit maintenu, faciliter l'instauration de nouvelles capacités de production, et encourager les économies d'énergie et les technologies de gestion de la demande.

1.7. L'extension du marché européen vers le Sud

Le marché commun de l'énergie, qui concerne l'ensemble des États membres, n'est même pas encore achevé qu'il est pourtant déjà appelé à s'étendre aux pays voisins, notamment au Sud. En 2005 a été signé, à Athènes, un traité établissant la Communauté Énergétique du Sud - Est de l'Europe (CEESE) ; il est entré en vigueur en 2006. Il a pour objectifs politiques et économiques la stabilisation et le développement du sud-est de l'Europe. Les membres signataires de ce traité sont les pays de l'Union Européenne et neufs autres partenaires des Balkans².

L'Europe et ses voisins du sud de la Méditerranée ont également manifesté la volonté de ce créer un marché commun de l'électricité. Cette idée s'inscrit dans la lignée du processus de Barcelone lancé par l'UE en 1995 qui a pour objectif principal la réalisation d'une zone de libre échange en Méditerranée.

² Lorsque ce traité a été signé, les membres étaient les 27 États de l'Union Européenne ainsi que l'Albanie, la Bosnie et l'Herzégovine, la Bulgarie, la Croatie, la Macédoine, le Monténégro, la Roumanie, la Serbie et le Kosovo. La Turquie, la Norvège et la Moldavie en étaient observateurs.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

2. La dynamique de libéralisation des marchés au sud de la Méditerranée

2.1 Les logiques de la libéralisation

Historiquement, les conditions d'après-guerre peu favorables à l'émergence d'un marché concurrentiel se sont généralement traduites en Europe par la mise en place de structures industrielles monopolistiques. A la reconstruction, le développement des industries électriques et gazières représentait des investissements considérables. Il était nécessaire, pour rendre possibles ces investissements, de soutenir les entreprises qui assumaient des risques importants par des subventions et des protections. Le processus de libéralisation des marchés européens de l'énergie est intervenu dans les années 1990, à un moment où l'objectif principal était d'améliorer l'efficacité d'industries désormais mûres.

Dans les pays du sud et de l'est de la Méditerranée, dès les indépendances, les industries électriques et gazières sont passées aux mains de compagnies publiques monopolistiques. Les jeunes États ont fait de l'énergie un bien public essentiel qu'ils ont mis au service du développement économique et social. Ils ont pris en charge d'importants programmes de développement des ressources gazières et de l'électrification rurale dans une optique de souveraineté, d'indépendance, de cohésion nationale.

Ces entreprises nationales bénéficient encore aujourd'hui, en raison des efforts qu'elles ont accomplis, d'une bonne réputation auprès des opinions publiques. Cependant, les pays méditerranéens connaissent depuis les années 1990 une vague de libéralisations et de privatisations qui suit une logique différente de celle du processus européen.

En Méditerranée, l'Union Européenne joue un rôle tout particulièrement important dans la mesure où sa proximité géographique, sa taille et sa prospérité en font le principal débouché et soutien des pays de la rive sud. Elle est un pôle d'influence majeur, à la fois économique et institutionnel. Ses programmes de développement sont d'ailleurs généralement assortis de prescriptions en accord avec la doctrine européenne qui prône l'intégration régionale, la concurrence et le rôle du secteur privé. L'objectif, défini par le processus de Barcelone, de créer un espace de libre échange euro-méditerranéen suppose une certaine harmonisation des réglementations économiques et une ouverture des marchés aux investisseurs étrangers.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

Les fonds MEDA devaient aider les pays du sud dans leur transition institutionnelle vers l'économie de marché. Dans les marchés du gaz et de l'électricité l'objectif était d'aller vers la mise en œuvre du mode de régulation européen. Les besoins en capitaux pour financer les importants investissements et la mise en œuvre du paradigme libéral dominant dans les institutions internationales ont conduit, dans les pays méditerranéens, à des réformes visant à démanteler les industries électriques et gazières verticalement intégrées et à introduire la concurrence à tous les étages de la chaîne d'approvisionnement échappant une situation de monopole naturel. Cette libéralisation a très souvent été inspirée par le modèle de l'Union Européenne.

2.2. La restructuration du secteur électrique

Les premières réformes dans le secteur électrique destinées à faire face au manque d'investissement ont été à l'origine du développement de la production indépendante. Les producteurs indépendants privés se sont multipliés (Independent Power Producers ou IPP), ils revendent l'électricité aux opérateurs historiques locaux à travers des contrats de vente de long terme, les Power Purchasing Agreements (PPA). Quatre d'entre eux ont même déjà adopté des nouvelles lois sur l'électricité allant dans ce sens Maroc, en Turquie, en Tunisie et en Égypte.

La plupart des pays du sud et de l'est de la Méditerranée (PSEM) ont manifesté leur désir de libéraliser leur marché. Aujourd'hui 20% de la capacité de production d'électricité des pays de la rive sud appartient à des producteurs privés, essentiellement situés au Maroc, en Turquie, en Tunisie et en Égypte [2]. Le secteur public continue de jouer un rôle important et représente encore presque la totalité de la production en Algérie, en Jordanie, au Liban, en Libye et en Syrie, le rôle du privé devrait se renforcer grâce aux lois de restructuration qui viennent d'être adoptées ou sont en préparation. Dans le domaine de la distribution, l'État domine aussi très largement, des distributeurs privés existent toutefois au Liban, en Jordanie, au Maroc (où certaines infrastructures sont privatisées) et en Turquie.

En fait, les niveaux et les formes que prennent les restructurations sont très variées d'un pays à l'autre. Quatre pays ont déjà adopté de nouvelles lois électriques :

- La loi algérienne de 2002 consacre l'ouverture des segments concurrentiels de l'industrie électrique au privé.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

- En Jordanie, une loi de restructuration de 1999 a permis la désintégration verticale de la NEPCO en trois sociétés (la GEGCO pour la production, la NEPCO pour le transport et l'EDCO pour la distribution) et a créé une agence de régulation, l'Electrical Regulatory Commission.
- Au Liban, la nouvelle loi de 2002 entame la transition vers une organisation concurrentielle, notamment grâce à la mise en place de la National Electricity Regulatory Authority qui assure la régulation du secteur.
- En 2001, la nouvelle loi de la Turquie a radicalement modifié le marché turc puisqu'il s'agit d'une transcription assez fidèle des règles gouvernant le marché européen.
- Le Maroc et l'Égypte ont déjà entamé des restructurations et mis en œuvre des projets d'IPP qui ont permis le développement de la production privée ;
- En Tunisie, la loi de 1996 a permis la production d'électricité par des producteurs indépendants même si le poids de la STEG reste pour l'instant déterminant.
- En Libye et Syrie, le rôle des compagnies publiques reste déterminant et devrait se maintenir, au moins à court terme.

3. La libéralisation et le développement des réseaux en Méditerranée

3.1 L'impact de la libéralisation des marchés européens sur les partenaires du Sud

La question des investissements dans les pays du Sud est essentielle : la demande intérieure de gaz et d'électricité progresse vite, ce qui suppose des investissements considérables et rapides dans les infrastructures d'une part. D'autre part, si l'Union Européenne souhaite assurer ses approvisionnements, elle devra investir et la majeure partie des investissements devront se faire à l'extérieur de l'UE. Le secteur du transport pose tout particulièrement problème car il est peu rentable et a longtemps été subventionné par la distribution, il faudra renforcer la coopération internationale et trouver un système de régulation proposant des rendements suffisants aux investisseurs. L'action des pouvoirs publics pourrait être nécessaire pour stimuler l'investissement. Des contrats de long terme plus flexibles et des partenariats sur l'ensemble de la chaîne sont sans doute également requis

Un principal enjeu porte sur les contrats à long terme, ils avaient pour avantage d'assurer le partage des risques entre les compagnies européennes et les compagnies productrices du voisinage. Les risques portant sur les volumes d'exportation étaient assumés par les

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

importateurs tandis que les risques portant sur les prix reposaient davantage sur les exportateurs. Cela rendait possible des investissements considérables, amortis sur le long terme.

3.2. Le modèle européen de libéralisation pour la rive sud

Les PSEM se sont engagés dans un processus de privatisation et de libéralisation souvent inspiré par le modèle du marché de l'énergie européen. On peut toutefois se demander si ce modèle est pertinent au regard de la situation des pays du Sud.

Il semble en effet manquer dans ces pays, un certain nombre d'éléments nécessaires à la mise en place de marchés de l'énergie libéralisés et efficaces. Un marché concurrentiel requiert tout d'abord des réseaux mûres, en fait le développement des interconnexions et la réalisation de nouvelles infrastructures apparaissent mêmes comme un préalable nécessaire à la réalisation d'un marché libéralisé efficace.

La concurrence est très difficile à mettre en place dans le contexte de forte croissance de la consommation des pays du sud méditerranéen. Les nouveaux investissements ne visent pas à développer la concurrence comme en Europe, mais tout simplement à satisfaire la demande [15].

Il existe certains pays du sud de la Méditerranée qui avaient déjà adopté des législations libérales bien élaborées, calquées sur le modèle européen. Aussi, malgré les réformes, des déficits criant en matière de régulation tendent à subsister, la loi algérienne de libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité de 2002 est aussi avancée que certaines lois européennes en la matière : elle prévoit la séparation juridique des différentes activités, la séparation des fonctions de transport et de dispatching et la création d'une autorité de régulation (la CREG) dotée de larges prérogatives. Pourtant l'autorité de régulation n'a pas d'autonomie réelle puisqu'elle dépend du ministère de l'énergie.

De manière générale, l'indépendance réelle des régulateurs est souvent très limitée car les pays du Sud souffrent d'une tradition administrative centraliste et d'un autoritarisme vertical profondément enracinée. La loi algérienne n'a produit que peu d'effet, plusieurs années après sa mise en œuvre, on constate qu'il y a très peu d'investisseurs privés, la seule transformation perceptible semble être la restructuration de l'opérateur historique qui a créé de nombreuses

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

filiales. Il ne suffit donc pas de promulguer des lois, parfois très sophistiquées, pour réformer véritablement.

Il apparaît en définitive que des conditions manquent pour permettre la mise en place de marchés libéralisés efficaces parce que la situation des pays du sud de la méditerranée diffère de façon radicale de celle des pays européennes. Les PSEM ne présentent pas encore des marchés de l'énergie mûres. Alors que ces secteurs sont encore en construction, on a voulu leur appliquer un modèle créé pour des marchés matures et très attractifs.

III. Les acteurs institutionnels de l'intégration euro-méditerranéenne

En 2007, l'Europe n'a pas à proprement parler de politique énergétique commune, la diversité et les spécificités des situations nationales le rappellent avec force, les bilans énergétiques nationaux dépendent des ressources de chacun et des politiques énergétiques mises en œuvre par les pouvoirs nationaux [16]. L'Union Européenne joue toutefois un rôle actif à travers sa politique de libéralisation du secteur européen de l'énergie, elle est également en train de mettre en place une politique de lutte contre le changement climatique et de promotion du développement durable (mise en application du protocole de Kyoto).

On constate quand même qu'il existe déjà, à défaut de « politique européenne de l'énergie », une « vision européenne de l'énergie » fondée sur quelques grands principes consensuels :

- Réduction des gaz à effet de serre,
- Amélioration de l'efficacité énergétique,
- Diversification du bilan énergétique, compétitivité, sécurité des approvisionnements.

Ces principes sont notamment énoncés dans le livret vert de 2006 ou dans le « paquet énergétique » présenté par la Commission en janvier 2007. Le contexte énergétique mondial et la dépendance croissante de l'UE pourraient conduire à la définition d'une véritable politique européenne de l'énergie. [16]

La stratégie européenne, explicitée dans le livret vert de mars 2006 « Une stratégie européenne pour une énergie compétitive sûre et durable », autour de trois thèmes.

- ✓ L'énergie doit être compétitive pour permettre d'assurer la compétitivité et donc la croissance de l'économie européenne.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

- ✓ Elle doit répondre à l'impératif de sécurité des approvisionnements en hydrocarbures et en électricité, à court terme comme à long terme.
- ✓ Elle doit enfin répondre aux objectifs de développement durable. La place accordée aux réseaux énergétiques dans ce document stratégique est importante.

L'UE insiste sur la nécessité de développer les interconnexions et un cadre réglementaire et législatif efficace pour consolider les marchés européens intérieurs de l'électricité et du gaz. L'achèvement du marché intérieur de l'énergie apparaît comme la principale priorité européenne car il doit permettre tout à la fois de faire diminuer les prix, d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et de renforcer la compétitivité. Le livret vert part du constat d'un défaut d'interconnexion entre les États membres, il faut donc développer un certain nombre d'interconnexions prioritaires en stimulant l'investissement par des mesures incitatives [17]. Le livret vert pointe aussi sur l'inégalité dans le degré d'ouverture des marchés nationaux à la concurrence et la nécessité de renforcer la séparation des activités. Il évoque enfin la nécessité d'harmoniser les règles et les normes en matière de réseaux.

Si les problématiques de développement durable sont bien évoquées (lutte contre le changement climatique, promotion du développement), le document stratégique ne fait pas directement allusion au rôle que les réseaux ont à jouer de ce point de vue.

Le livret vert, qui insiste beaucoup sur les relations avec le voisin russe, accorde aussi une attention non négligeable au voisinage sud. Il évoque notamment l'interconnexion des systèmes énergétiques de l'UE et de l'Afrique pour permettre une diversification des sources d'approvisionnement.

IV. L'intégration des réseaux dans une problématique de développement durable

1. L'intégration de l'environnement dans les politiques de réseaux

Les politiques de réseaux devraient aussi prendre davantage en compte les enjeux environnementaux afin d'éviter que ne se reproduisent sur la rive sud les erreurs qui ont été commises sur la rive nord. C'est ce que souligne notamment les rapports et études du Plan Bleu (Plan Bleu, 2005).

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

1.1. Les réseaux et protection de l'environnement

Les infrastructures de transport sont des infrastructures lourdes qui ont un impact important sur les territoires traversés. La réalisation des infrastructures est souvent à l'origine d'une destruction des paysages et des écosystèmes littoraux, par leur emprise au sol, les gazoducs et lignes haute tension tendent aussi à fragmenter, cloisonner et altérer le paysage. Enfin, la multiplication des infrastructures gazières et électriques dans le bassin méditerranéen accroît les risques d'accidents et de pollutions. Les pays du sud de la Méditerranée devraient subir de plus en plus les nuisances liées au transport de l'énergie pour l'approvisionnement des pays du nord du bassin. Dans les pays européens, les nouveaux projets entraînent souvent des protestations émanant des associations d'écologistes ou de riverains. Dans les pays sud-méditerranéens, les populations ne disposent pas du même pouvoir d'opposition et leur avis est donc peu pris en compte dans la mise en place des nouveaux projets [2].

1.2. Les réseaux, les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique

Le développement des réseaux ne peut être pensé indépendamment des politiques de développement des énergies renouvelables et des mesures d'efficacité énergétique.

a) Réseaux et énergies renouvelables

Les PSEM disposent d'un potentiel énorme en matière d'énergies renouvelables (notamment solaires et éoliennes) dû à leur position géographique. Ce potentiel mériterait d'être mis à profit plus largement pour la production d'énergie décentralisée.

En effet, la production décentralisée permet de réduire :

- ✓ les risques de rupture d'approvisionnement.
- ✓ Réduire la construction de lourdes et coûteuses infrastructures d'interconnexion au réseau national dans les zones isolées ou peu denses.

Les énergies renouvelables peuvent permettre le développement local à moindre coût dans les lieux isolés. Elles ont également l'avantage d'être modulables et adaptables à la demande. La plupart des pays du sud, notamment le Maroc, se sont lancés dans des programmes d'électrification rurale fondés sur les technologies photovoltaïques ou éoliennes.

Les pays Européens ont décidée de mettre l'accent sur la promotion des sources d'énergie renouvelable (énergie éolienne, biomasse), les biocarburants, l'hydroélectricité et sur

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

l'augmentation de l'efficacité énergétique dans les différents secteurs. Cette politique s'inscrit également dans la lutte contre le réchauffement climatique, pour limiter l'accroissement des températures du globe, il faut que les émissions mondiales de gaz à effet de serre connaissent leur point culminant au plus tard en 2025 puis reculent d'au moins 15% (50% idéalement) par rapport aux émissions de 1990.

Le développement des réseaux électriques Sud-Nord pourrait enfin permettre, s'il s'accompagne du développement à grande échelle de la production centralisée d'électricité d'origine renouvelable, de réaliser des exportations « d'électricité verte » en provenance de la rive sud vers les pays de l'Union Européenne. Cela aurait pour avantage de diversifier les revenus d'exportation des pays producteurs d'énergies renouvelables, tout en permettant à l'Europe d'atteindre ses objectifs en matière de développement de la consommation d'énergies renouvelables.

b) Réseaux et efficacité énergétique

Le potentiel en matière d'efficacité énergétique est très important au Sud où l'intensité énergétique reste élevée leur amélioration est dans le développement des énergies renouvelables (ENR). Les mesures d'efficacité énergétique, en agissant sur le niveau de la demande, peuvent permettre de décaler les investissements de production et de transport d'énergie dans le temps. Pour les pays ne disposant pas de ressources fossiles, cela permettrait de réduire la facture énergétique tout en réduisant la dépendance. Si certains pays ont déjà engagé, à l'instar de la Tunisie, des efforts en matière d'efficacité énergétique, ceux-ci restent encore largement insuffisants.

Les réseaux ont aussi un rôle important à jouer dans l'utilisation rationnelle de l'énergie, en améliorant le rendement de la chaîne énergétique, notamment la gestion des infrastructures énergétiques il est possible de tirer la consommation d'électricité à la baisse [18]. Dans la production et la distribution d'électricité, il existe des gisements d'économies très importants : les pertes en ligne avoisinent souvent les 30% dans la distribution. Compte tenu de l'ampleur de la croissance des infrastructures électriques attendue dans les pays sud-méditerranéens, les réseaux apparaissent comme stratégique en matière d'efficacité énergétique. Les restructurations en cours des secteurs en réseaux (modernisation, libéralisation,

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

décloisonnement etc.) devraient favoriser l'amélioration des rendements et de l'efficacité des réseaux.

Le développement des infrastructures d'alimentation électrique constitue un élément clé de la réduction de la pauvreté et contribue de manière significative d'atteinte l'objectif.

Les efforts et les réflexions ont plutôt été consacrés à la libéralisation du secteur énergétique, à la modernisation des infrastructures et à la poursuite des interconnexions au sud de la Méditerranée. L'efficacité énergétique et les énergies renouvelables ont été cotonnées au second plan. La coopération méditerranéenne et l'aide publique au développement ont un rôle essentiel à jouer pour favoriser le financement des investissements nécessaires à la prise en compte des problématiques environnementales dans le développement et la gestion des réseaux électriques et gaziers.

Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne

Conclusion

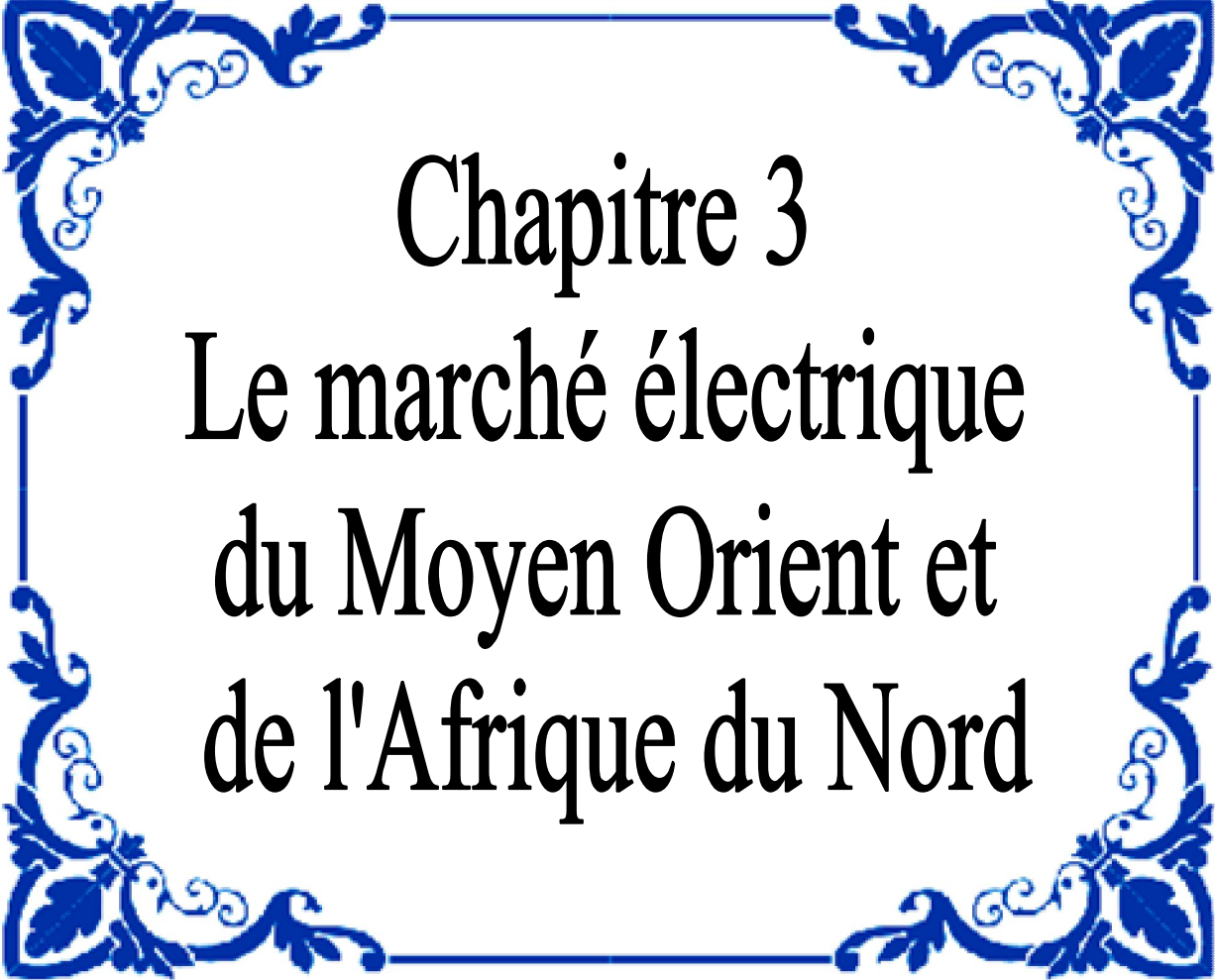
L'Union Européenne est en train de mettre en place un nouveau mode de régulation des marchés du gaz et de l'électricité fondé sur la concurrence et le libre échange qui entraîne une transformation complète dans les industries de réseau, en imposant aux monopoles nationaux « unbundling », accès des tiers aux réseaux et mise en place d'autorités de régulation. La transformation des secteurs en réseaux, mise en place unilatéralement par l'UE, affecte directement le fonctionnement et les relations Nord-Sud.

Nous remarquons que le nouveau modèle proposé par les institutions de l'UE peine à s'imposer en Europe, où les marchés sont pourtant mûres, plusieurs pays de la rive sud essayent de s'engager dans la même voie afin d'attirer les investisseurs privés, avec des résultats pour l'instant peu probants. Le modèle développé au cœur de l'Europe tend à devenir la norme dans les périphéries du Sud, ce qui témoigne des relations profondes qui unissent déjà les différents espaces de la région énergétique européenne.

Nous croyons qu'en Europe l'intervention étatique a longtemps prévalu dans les industries de réseau, et ce n'est que récemment au regard de son histoire que celle-ci s'est engagé dans un processus de libéralisation. L'importation d'un modèle de régulation du Nord vers le Sud n'est donc peut-être pas la solution la plus pertinente. Elle prend mal en compte la situation et les priorités des pays partenaires du Sud qui en sont encore à l'étape antérieure.

A la suite de ces constatations, l'ouverture des marchés nationaux de l'électricité à la concurrence offre de manière visible aux consommateurs la liberté de choisir leur fournisseur d'énergie et, de ce fait, la possibilité de réaliser des économies. Elle permet également de renforcer la sécurité de l'approvisionnement en favorisant, d'une part, les investissements dans les installations, permettant ainsi d'éviter des interruptions dans l'approvisionnement et d'autre part, la diversification des sources d'énergie (énergies renouvelables).

Nous concluons que l'existence d'un marché de l'énergie vraiment concurrentiel contribue par ailleurs au développement durable, notamment en permettant aux fournisseurs d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable d'accéder au marché.

A decorative blue floral border with intricate scrollwork and leaf patterns, framing the central text.

Chapitre 3

Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

Introduction

Les Pays du Sud et de l'Est Méditerranéen (PSEM), qui constituent ce que l'on appelle aussi la Région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA). Dans le but de favoriser un processus d'intégration économique, comme ont pu le faire les pays industrialisés et en voie de développement, les PSEM ont participé à de multiples accords d'intégration régionale, tiennent une place particulière dans l'économie mondiale.

Les MENA possède environ 57 % et 41 % des réserves mondiales prouvées de pétrole et de gaz naturel respectivement, elle dispose également de ressources d'énergie solaire uniques au monde. Il existe de fortes disparités régionales entre les pays riches en ressources naturelles et ceux qui dépendent de celle-ci pour la production d'électricité. Si de nombreux pays affichent un taux d'électrification proche de 100 %, 28 millions de personnes, ne sont pas encore reliées au réseau électrique, tout particulièrement dans les zones rurales, et quelque huit millions de personnes utilisent la biomasse traditionnelle comme source d'énergie [19].

La mise en œuvre des réformes du secteur de l'électricité souffre d'un manque d'investissements dans le secteur privé, la croissance démographique, l'urbanisation rapide et l'extension économique exercent des pressions sur l'infrastructure existante avec une forte demande d'investissements.

Dans ce chapitre nous donnerons une description de la croissance de la production électrique et le poids des hydrocarbures, en suite, la demande totale d'investissement dans le secteur énergétique des pays MENA qui devrait dépasser 30 milliards de dollars par an au cours des 30 prochaines années, soit environ 3 % du PIB total de la région (ce qui est trois fois supérieur à la moyenne mondiale) [20]. Nous montrerons que dans de nombreux pays, il existe des distorsions dans les prix des produits pétroliers, le taux de recouvrement des coûts de l'électricité est faible, l'efficacité de l'offre laisse beaucoup à désirer et l'intensité énergétique est relativement élevée. Celle-ci est en moyenne plus élevée que dans la plupart des pays industrialisés, et les possibilités offertes par les énergies renouvelables sont sous-exploitées.

I. La croissance de la production et les poids des hydrocarbures en Afrique du Nord et au Moyen-Orient

Le poids encore une fois énorme de la Russie, on ne peut que remarquer l'importance de la production d'électricité des périphéries du Sud - Est européen. Plusieurs pays du Moyen-Orient (Iran, Irak, Arabie saoudite), la Turquie et l'Égypte ont en effet pour point commun d'accueillir une population relativement nombreuse et surtout croissante. Les populations les plus réduites : la Jordanie, les Émirats Arabes Unis et le Yémen produisent et consomment des quantités non négligeables d'électricité. La plupart des pays du Moyen – Orient bénéficient en effet d'une rente pétro-gazière qui leur permet de satisfaire relativement et facilement les besoins de leur population croissante [2].

Au Moyen-Orient et en Afrique du Nord, les États connaissent une croissance démographique soutenue. Ce phénomène se combine à des prix de l'énergie maintenus à un niveau bas grâce à des subventions qui vient nourrir une forte hausse de la demande d'électricité. La production d'électricité des pays du sud et de l'est de la Méditerranée et du Moyen – Orient a plus que doublé entre 1990 et 2006 (en Turquie, en Iran et au Qatar, elle a même triplée) ; ce sont ces pays qui ont enregistré la plus forte croissance de la région. L'Arabie saoudite qui dispose déjà d'une capacité totale de production de 26,6 GW, devra d'ici 2030 se créer des capacités supplémentaires de l'ordre de 20 GW [2]. Il faudra donc qu'elle parvienne à doubler sa capacité de production. L'Iran qui possède une capacité de 31 GW devra lui aussi réaliser des investissements considérables. C'est d'ailleurs le seul pays de la région à avoir mis en place un programme de développement de l'énergie nucléaire et il souhaite disposer de 7 GW de production nucléaire en 2030, ce programme est au cœur des tensions géopolitiques de la région, car au-delà des importants besoins électriques du pays, l'intérêt stratégique du nucléaire est évident.

En effet, de nombreux pays du Moyen-Orient connaissent paradoxalement des situations de tensions sur leur approvisionnement énergétique intérieur, liées à une demande énergétique stimulée par des prix de l'énergie généralement artificiellement très bas et par des modèles de développement basés sur des industries fortement consommatrices d'énergie.

L'électricité du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord est pratiquement exclusivement produite à partir de pétrole et de gaz. Les pays producteurs tirent profit de leur propre ressource en hydrocarbures, disponibles à bas prix, tandis que les pays voisins bénéficient

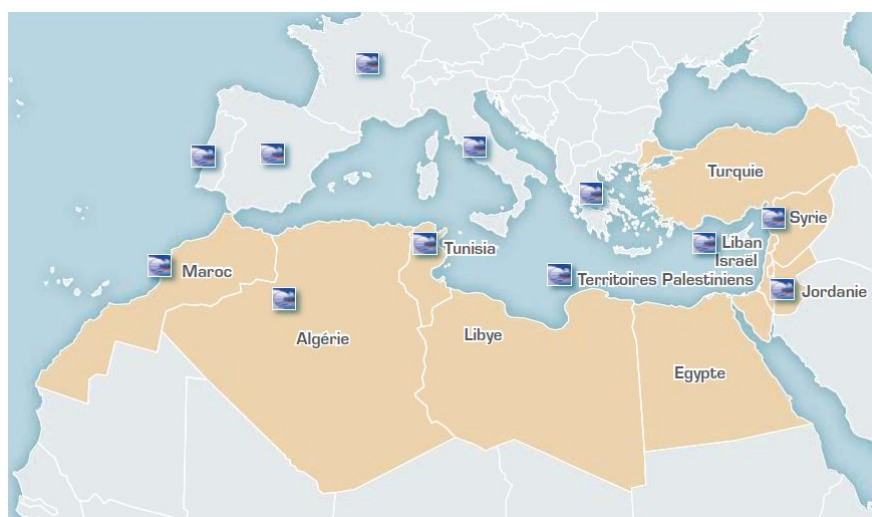
Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

d'un accès privilégié à ces combustibles. Il est intéressant de constater que les deux seuls États ayant majoritairement recours au charbon (plus de 75%) sont Israël et le Maroc. Cela tient à choix énergétiques s'expliquant, au moins pour partie, par les tensions entre ces pays et leurs voisins producteurs de gaz et de pétrole. Dans les micro-États du Golfe persique, en Iran, en Égypte, en Algérie ou en Tunisie, le gaz représente $\frac{3}{4}$ ou plus de la production d'électricité. L'utilisation du gaz tient en grande partie à volonté de réserver davantage de pétrole pour les exportations. Au Koweït, en Irak, en Syrie, au Liban, en Jordanie ou en Libye c'est encore le pétrole qui domine la production d'électricité mais la situation pourrait être amenée à évoluer en faveur du gaz dans les prochaines années.

II. L'efficacité énergétique dans PSEM

1. La zone géographique

Le terme MENA, pour Middle East and North Africa, est largement utilisé, y compris en langue française. Pour la Banque Mondiale cette région est constituée de 21 pays : l'Algérie, Bahreïn, Djibouti, l'Égypte, l'Iran, l'Irak, Israël, la Jordanie, le Koweït, le Liban, la Libye, Malte, le Maroc, Oman, le Qatar, l'Arabie Saoudite, la Syrie, la Tunisie, les Emirats Arabes Unis, l'Autorité palestinienne et le Yémen [21]. La plupart des économistes rajoutent le Soudan et la Mauritanie à cet ensemble. Les Pays Sud et Est Méditerranéens (PSEM) regroupent onze pays représentés selon MED ENER¹ sur la carte ci-dessous.



Source : panorama des politiques et des bonnes pratiques, ouvrage de l'OME, MED ENER

Figure 15 : La zone géographique de PSEM

¹ MED ENER : Association Méditerranéenne des Agences Nationales de Maitrise de l'Énergie

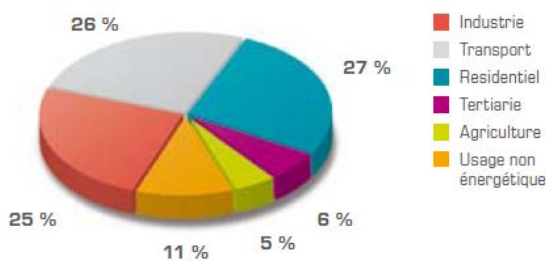
2. Les chiffres clés de l'efficacité énergétique

La consommation d'énergie finale était de 214 Mtep en 2008, pour une population de 271 millions d'habitants. Le taux de croissance moyen annuel de la consommation d'énergie finale depuis 1990 est de 3,8 %, et devrait se maintenir à 3,5 % jusqu'en 2030² sous l'effet de plusieurs phénomènes [22]. Une forte croissance démographique (1,2 % par an), combinée à un taux d'urbanisation rapide et à d'importants besoins de développement socio-économique constituent les principaux facteurs déterminants générant une croissance et une demande nouvelle pour les services et les infrastructures énergétiques.

3. La consommation d'énergie finale

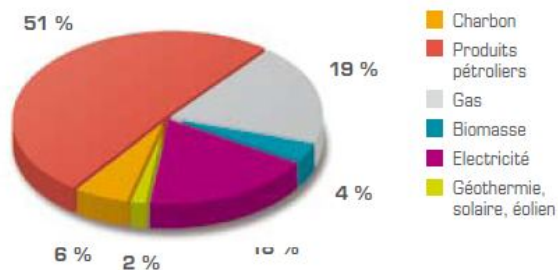
a) Par secteur et par produit

Les principaux secteurs consommateurs sont le résidentiel, le transport et l'industrie. Le secteur du bâtiment, addition des secteurs résidentiel et tertiaire, représente à lui seul 33 % de la consommation d'énergie finale. La consommation d'énergie finale par secteur en 2008 est donnée dans la figure 16



Source : Bilan énergétique, donnée ONE, AIE

Figure 16 : La consommation d'énergie finale par secteur en 2008



Source : Bilan énergétique, donnée ONE, AIE

Figure 17 : La consommation d'énergie finale par produit en 2008

La figure 17 montre de manière schématique la décomposition de la consommation d'énergie finale par produit, cette décomposition montre que les produits pétroliers sont largement dominants (51 %), suivis du gaz (19 %) et de l'électricité (18 %), loin devant le charbon (6 %), la biomasse (4 %) et les autres énergies renouvelables (géothermie, solaire,

² Selon le scénario conservateur de l'OME basé sur les tendances passées, les politiques en vigueur et les projets en cours mais intégrant une approche prudente pour l'application des politiques et des projets prévus.

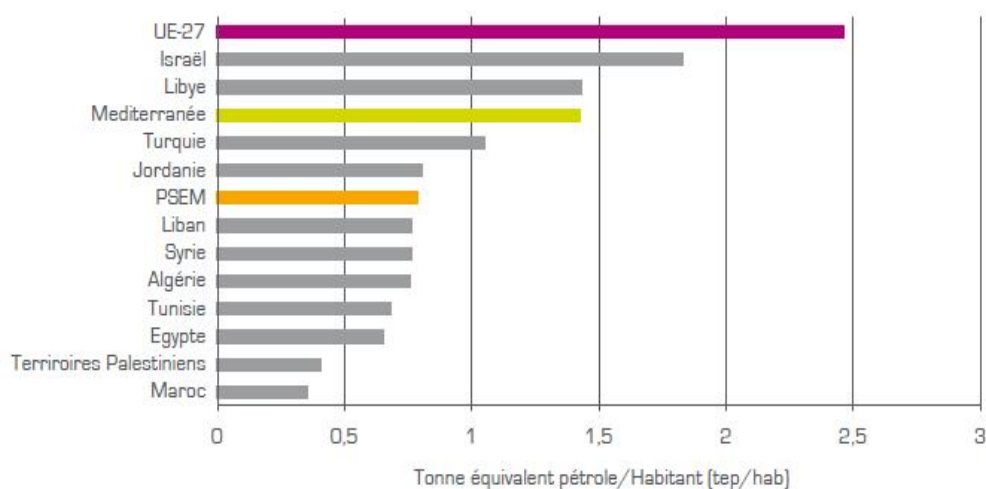
Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

éolien). Si l'on intègre la biomasse dans les énergies renouvelables, leur part atteint 6 %. Il est important de noter que la Turquie - qui représente 36 % de la consommation des PSEM - influence fortement sur la répartition de l'énergie finale par produit. En effet, si on en exclut la Turquie, le recours au charbon et à la biomasse devient marginal (respectivement 0,6 % et 2,5 %) au profit des produits pétroliers (59 %).

Enfin, on constate que la consommation d'énergie finale des trois secteurs prépondérants est fortement corrélée à la consommation de produits pétroliers pour le secteur du transport (96 % de la consommation de ce secteur) et à celle d'électricité pour les secteurs du bâtiment (23 %) et de l'industrie (22 %).

b) Par habitant et par pays

Le niveau de la consommation d'énergie finale par habitant varie sensiblement entre les PSEM, et deux pays se situent largement au-dessus de la moyenne. Le premier, Israël, possède une structure économique bien développée, une activité touristique et une industrie très dynamiques et diversifiées (agro-alimentaire, textile, produits chimiques, diamants, hautes technologies, matériel médical, chimie fine, etc.), comme le montre la figure 18 suivante qui présente la consommation d'énergie finale par habitant (PSEM)



Source : Mediterranean Energy Perspective, donné ONE

Figure 18 : La consommation d'énergie finale par habitant (PSEM)

Le second, la Libye, est l'un des États les plus riches d'Afrique. Elle possède d'importants gisements de pétrole et de gaz (3 % des réserves mondiales) [23]. Les exportations d'hydrocarbures sont le moteur de l'économie libyenne et permettent de financer un vaste

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

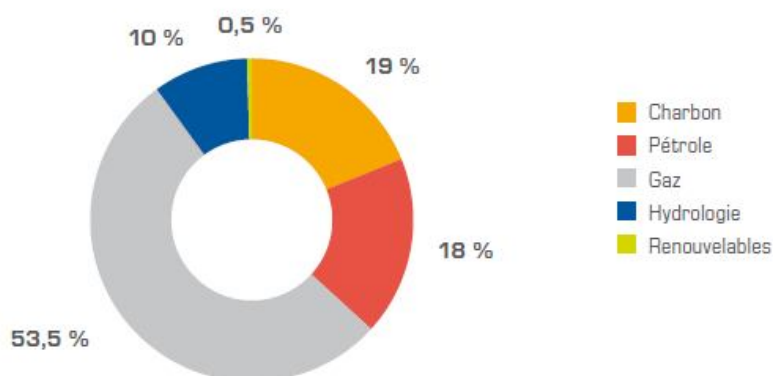
plan d'investissements publics dans diverses infrastructures (télécommunications, routes, ports, santé...).

On notera que la consommation moyenne d'énergie finale par tête des PSEM est très largement inférieure à la moyenne de celle des pays de l'Union européenne (moins d'un tiers).

4. L'explosion des usages de l'électricité

L'électricité représente 18 % de la consommation d'énergie finale des PSEM et la croissance de sa consommation devrait se maintenir à 4,8 % par an jusqu'en 2030 (OME³, 2011). C'est l'une des raisons pour lesquelles la majorité des mesures d'efficacité énergétique vise à impacter directement ces consommations. L'électricité étant un vecteur énergétique, elle résulte généralement de la transformation d'énergies primaires dont on trouvera dans le graphique ci-dessous la répartition pour les PSEM.

Les combustibles fossiles représentent en 2008, 89,5 % de la production d'électricité des PSEM, le gaz est devenu l'énergie primaire la plus exploitée avec une part de plus de 53 % les énergies renouvelables (hors hydraulique) sont encore très marginales avec 0,5 % de la production d'électricité. Leur développement futur, du fait du potentiel existant important, pourrait cependant permettre de desserrer la contrainte énergétique et de contribuer à diminuer les émissions de CO₂ liées à la production et à la consommation électriques. La figure suivante montre la production d'électricité par produit



Source : Bilan énergétique, ONE -2008-

Figure 19 : La production d'électricité par produit

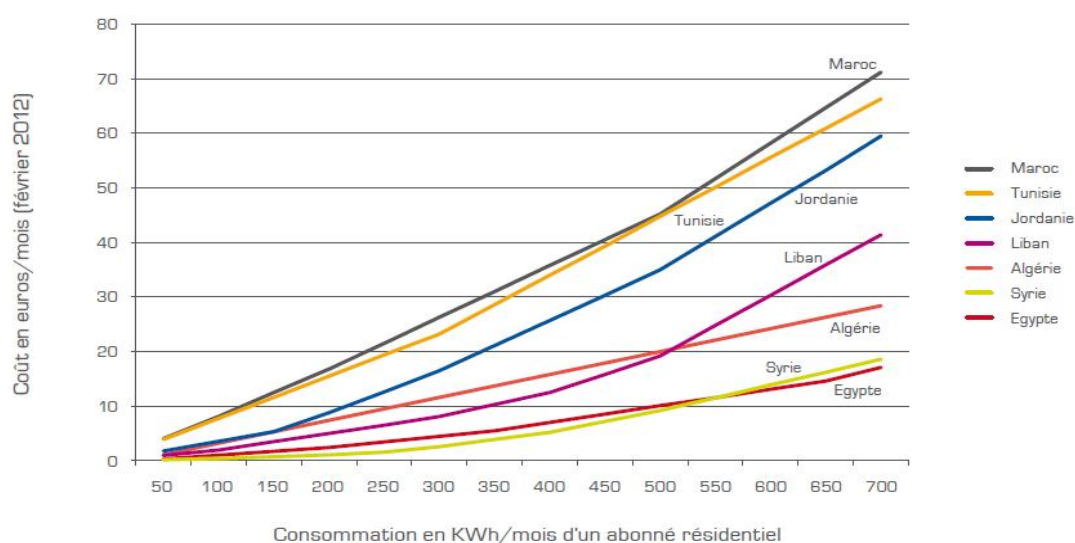
³ ONE : Observatoire Méditerranéen de l'Énergie

5. Les politiques d'efficacité énergétique diverses au sein des PSEM

L'efficacité énergétique s'est progressivement développée dans les PSEM pour devenir l'une des priorités des plans de développement énergétique dans les pays du pourtour méditerranéen. L'absence de politique commune amène cependant à constater que l'engagement des PSEM en matière d'efficacité énergétique est très différent d'un pays à l'autre. La Tunisie ou la Turquie, par exemple, sont beaucoup plus avancées, alors que les pays producteurs d'énergie tels que la Libye ou l'Égypte le sont moins.

La difficulté du développement de l'efficacité énergétique au sein des PSEM est aussi liée aux politiques énergétiques souvent peu favorables qui autorisent la subvention des énergies fossiles dans des proportions importantes. Ces aides se traduisent en effet par un prix de l'énergie relativement bas pour le consommateur final, décourageant le développement.

Cette politique des prix est bien illustrée par le cas de l'électricité dans le secteur résidentiel, dont on peut dire d'une manière générale que les tarifs sont très en dessous du coût de production moyen. En particulier pour les faibles consommations, ils peuvent être proches du centime d'euro, taxes comprises, par kWh, comme par exemple en Syrie ou en Égypte. Il existe certes des différences, comme le montre le graphique ci-dessous, entre les pays aux tarifs les moins bas (Maroc, Tunisie, Jordanie) et les pays à tarifs sociaux très bas, allant d'un ratio de 3 à 4, mais ce contexte explique bien la difficulté de la diffusion des actions de maîtrise de l'énergie dans l'habitat, comme le montre la figure 20 suivante :



Source : panorama des politiques et des bonnes pratiques, ADEME

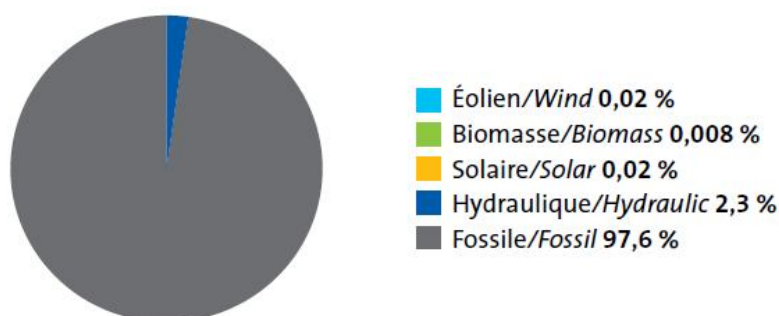
Figure 20 : Le coût de la consommation mensuelle d'électricité dans le résidentiel, taxes comprises, dans les PSEM

III. La structure de la production d'électricité

1. Le Moyen Orient

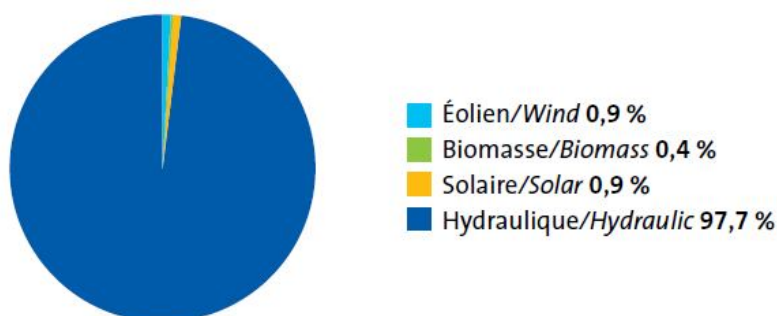
Historiquement, le Moyen – Orient n’a jamais en besoin de développer d’autres sources énergétiques que les hydrocarbures. En 2011, ils représentent 97,6% de la production d’électricité de la région, soit une production de 855,2 TWh. La contribution des autres filières renouvelables reste encore très marginale (0,05%), elles comprennent 196 GWh d’électricité éolienne, 196 GWh d’électricité photovoltaïque et 76 GWh de biomasse, comme le montre la figure 21 qui révèle le rôle de La structure de la production d’électricité - 2011

La croissance soutenue de la production d’électricité de la région (+5,9% par an en moyenne) provient des combustibles fossiles (+5,9% par moyenne). Le Moyen – Orient est la région du monde qui dispose de la plus faible part d’énergies renouvelables dans son mix électrique (2,4%). Cette part renouvelable est très instable sur la période car conditionnée par les fluctuations de l’hydroélectricité, ainsi que le met en lumière la figure 22.



Source : Observ'ER et EDF

Figure 21 : La structure de la production d'électricité - 2011



Source : Observ'ER et EDF

Figure 22 : La structure de la production électrique d'origine renouvelable

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

La structure de la production par pays

L'Arabie Saoudite : dans le pays de l'or noir, les combustibles fossiles sont rois. Ils sont à l'origine de la totalité des 244,8 TWh d'électricité produits en 2011 à l'exception de 3 GWh issus des 2 MW d'installations solaires photovoltaïques récentes depuis 2010 dans le pays. Cela dit, soucieuse de préparer l'après pétrole, Arabie Saoudite se tourne depuis peu vers les énergies renouvelables et en particulier vers la filière solaire.

L'Irak : l'Irak détient la quatrième plus grande réserve de pétrole conventionnel au monde avec 115 milliards de barils. L'électricité irakienne est logiquement produite pour l'essentiel à partir de combustible fossiles, qui assurent 89,8% de la production totale en 2011 [24]. Les sources renouvelables, assurées par la seule filière hydroélectrique, ont produit 5,6 TWh cette même année, soit 10,7% de la production d'électricité du pays. Les combustibles fossiles restent les principaux contributeurs de la production d'électricité.

L'Iran : l'Iran a généré 225,3 TWh d'électricité en 2011, dont près de 95% (94,9%) ont été obtenus à partir de combustibles fossiles. La contribution des centrales thermiques classique n'a eu de cesse de croître sur la période (+5,5% par an en moyenne) [24], et cela afin d'alimenter la hausse des besoins en électricité du pays.

Les sources renouvelables occupent une place réduite dans la production, avec 5,1% du total, imputable en quasi - totalité à la filière hydroélectrique (5% du total). L'éolien arrive loin derrière avec seulement 0,1% du bilan annuel 2011.

La Jordanie : la Jordanie produit la quasi - totalité de son électricité à partir des combustibles fossiles (99,5% en 2011). La production renouvelable repose essentiellement sur l'hydroélectricité, qui a fourni 55 GWh en 2011, soit 0,4% de la production électrique jordanienne. Le pays a également démarré en 2001 la production de la filière éolienne de manière très modérée et s'établit à 8 GWh en 2011[24]. L'éolien est la dernière source renouvelable exploitée par la Jordanie. Le pays ne disposant que 2MW d'installations éoliennes et produit environ 3 GWh en 2011. L'électricité éolienne pourrait davantage se développer puisque le gouvernement a rouvert les négociations avec le fournisseur Italien, lequel pourrait construire très prochainement une ferme de 30 à 40 MW.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

L'Israël : L'électricité produite en Israël quasi exclusivement issue de sources fossiles (à 99,5%). Les filières renouvelables, solaire, biomasse, hydraulique et éolien, ont le mérite d'être représentées mais restent marginales dans le bilan.

Le photovoltaïque est la filière renouvelable la plus dynamique, sa production ayant plus que doublé par rapport à 2010 (192 GWh en 2011 contre 70 l'année précédente).

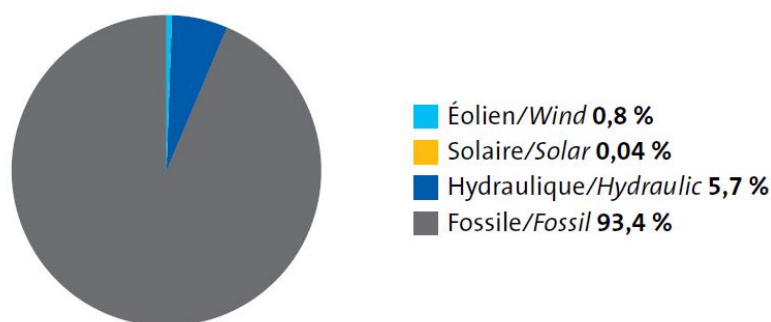
2. L'Afrique du nord

L'Afrique du nord présente la particularité de ne disposer ni de ressources hydroélectriques importantes, ni de filière nucléaire. Par conséquent, l'électricité dans cette zone est très majoritairement issue de combustibles fossiles (93,4% en 2011). Seuls 5,7% du total sont d'origine hydraulique et proviennent principalement de l'Égypte et du Maroc.

L'éolien (Égypte, Maroc et Tunisie) est la filière renouvelable la plus dynamique de la zone. Sa production progresse de 15% par rapport à 2010, et représente désormais 0,8% du bouquet de production électrique de la région, ainsi que l'illustre la figure 23.

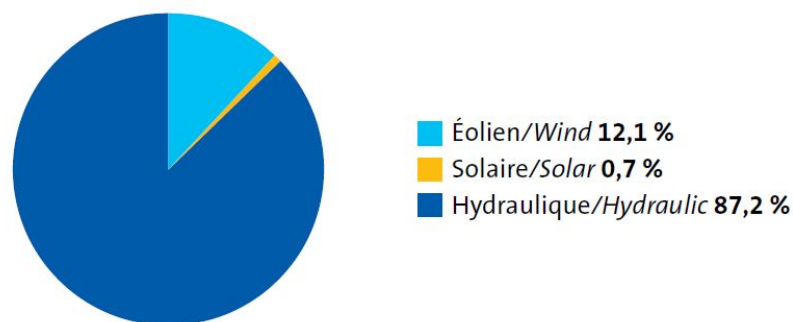
Le solaire (129 GWh) voit sa production plus que doubler en 2011, grâce à l'apparition de filières thermodynamiques en Algérie, en Égypte et au Maroc ; le photovoltaïque, principalement dédié à l'électrification rurale décentralisée, évalue peu et reste mal recensé. La production totale d'électricité croît rapidement sur la période (+6,2% par an en moyenne). Elle représente aujourd'hui 40% de celle de l'ensemble du continent africain.

Cet essor est surtout le résultat de la mise en service de nouvelles centrales thermiques à flamme, et la contribution des combustibles fossiles n'a eu de cesse d'augmenter au fil de la période (+6,6% par an en moyenne). La part des renouvelables s'en trouve affaiblie, à 6,6% en 2011, contre 10,5% en 2001, comme le met en lumière la figure 24.



Source : Observ'ER et EDF

Figure 23 : La structure de la production d'électricité - 2011 (Afrique du Nord)



Source : Observ'ER et EDF

Figure 24 : La structure de la production électrique d'origine renouvelable

2.1) L'Égypte

L'Égypte, à l'image de la plupart de ses voisins d'Afrique du nord, voit une très large partie de sa production d'électricité reposer sur les combustibles fossiles (90,2% en 2011). Les sources renouvelables sont principalement représentées par l'hydraulique (8,9 % du total), et dans une moindre mesure par l'éolien (0,9%) [24].

Nous remarquons que l'Égypte bénéficie du meilleur potentiel hydroélectrique de la région, ce qui lui permet d'exploiter une capacité de 2800 MW, principalement localisée dans la vallée du Nil, et en particulier au niveau du complexe d'Assouan, plus important barrage d'Afrique. La production annuelle varie sur la période au gré des sécheresses qui frappent régulièrement le pays. L'année 2011 s'inscrit dans la moyenne observée sur la décennie, avec 13,5 TWh.

Hormis l'hydraulique, l'Égypte a vu se développer ces dernières années une filière éolienne relativement dynamique, après avoir dépassé le seuil symbolique du TWh en 2011, sa production enregistre une hausse de près de 20%. Les troubles politiques qui ont secoué le pays ont pourtant stoppé les installations de nouvelles capacités, et le parc éolien égyptien reste fin 2011 à son niveau de 2010, à savoir 550 MW. L'essentiel de cette puissance est concentré sur le site de Zafarana (545 MW).

Le nouveau régime en place a lancé fin 2011 un appel d'offres pour l'installation de 100 éoliennes le long de la mer Rouge, pour une capacité totale de 200 MW, dont la mise en service est prévue pour 2014. Ce projet n'est que la première étape d'un programme plus large. Souhaitant bénéficier du potentiel éolien du golfe de Suez, qui est l'une des régions les plus ventées de tout le moyen - Orient, les autorités égyptiennes ambitionnent d'y produire 7200

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

MW d'énergie éolienne d'ici à 2022. L'objectif est de couvrir 12% des besoins électriques du pays par de l'éolien.

2.2) Les Pays de Maghreb

Les échanges historiques entre les trois pays se sont fait en pratique sur la base de l'autosuffisance de chaque pays pour faire face à leur demande d'énergie et sur la fonction de secours, visant le simple transfert d'énergie d'un réseau à l'autre en cas de situation perturbée ou de façon conjoncturelle, et avec comme critère d'atteindre un solde des échanges nul.

Les trois pays du Maghreb veulent s'acheminer vers la réalisation d'un marché maghrébin de l'électricité qui permettra ensuite leur pleine intégration au marché européen.

Dans les années qui viennent et grâce à la réalisation de la dorsale en 400 kV au Maghreb, les pays maghrébin tracer un chemin du Projet d'intégration progressive des marchés d'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne et d'un renforcement de la coopération des échanges maghrébins, par laquelle ils s'engagent à poursuivre leurs efforts pour harmoniser les cadres législatif et réglementaire ainsi que les conditions techniques et économiques d'un marché.

Un plan d'action à moyen terme, sur la période prochaine a également été adopté. Il prévoit la construction de lignes d'interconnexions de grande puissance en vue d'améliorer les échanges électriques entre les trois pays et de créer un marché maghrébin de l'électricité[25].

Mais l'interconnexion Algéro - Marocaine n'est qu'une étape, elle devrait déboucher sur le transport de l'électricité vers l'Espagne et, à travers elle, vers tous les pays du vieux continent. Une interconnexion entre la Tunisie et l'Italie est également prévue, au total c'est une gigantesque boucle électrique euro-méditerranéenne qui est prévue, s'étendant du Maroc à Espagne et du Portugal à la Grèce. Autre gros dossier, le projet DESERTEC, qui prévoit d'alimenter l'Europe en énergie électrique par câbles sous-marins à partir de centrales solaires implantées dans le Sahara en général et algérien en particulier.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

2.2.1) La coopération énergétique au Maghreb

La constitution de l'Union du Maghreb arabe (UMA), le 17 février 1989, les dirigeants des trois entreprises publiques d'électricité d'Afrique du Nord, l'Office National de l'Électricité (ONE, Maroc), la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz (SONELGAZ, Algérie), la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG, Tunisie) ont décidé, en 1972, la création du Comité Maghrébin de l'Électricité (COMELEC). Deux autres compagnies n'ont pas tardé à les rejoindre (SONELEC Mauritanie et GECOL Libye), formant ainsi le groupe spécialisé le plus ancien de l'UMA, dont les missions consistent à promouvoir et coordonner, à l'échelle maghrébine, les relations sur les plans technique, économique, commercial, industriel, du management, de la formation et des relations sociales. Dès le début, des actions concrètes et efficaces ont été conduites selon les axes suivants :

- Le renforcement des lignes d'interconnexion et le développement des échanges électriques pour assurer une solidarité des réseaux tout en évitant les risques de propagation d'incidents graves ;
- La réalisation des interconnexions ;
- La coordination des programmes d'équipement, l'étude de projet commun (Le projet pompage turbinage de Kasseb en Tunisie, l'étude d'un programme nucléaire commun figurent parmi les projets inscrits) ;
- L'élaboration et la mise à jour permanente d'une carte du réseau électrique maghrébin,
- L'utilisation commune des structures de formation électriques et gazières ;
- La promotion de l'intégration industrielle maghrébine, de l'intervention des bureaux d'études et entreprises de travaux et de fabrication de matériel électrique du Maghreb, à travers notamment le renforcement de la fonction *engineering*. [26]

L'échange constant d'information et l'harmonisation des politiques au sein du COMELEC ont dynamisé l'électrification en zone rurale mais aussi urbaine. Les états et les entreprises ont participé à la mise en œuvre des mesures vigoureuses et à l'allocation de moyens matériels et humains considérables. Il est vrai que, au lendemain de leur indépendance, les pays du Maghreb avaient à rattraper un retard colossal auquel il faut ajouter les effets de la croissance démographique. Ce n'est pas un hasard si le Maghreb fait partie aujourd'hui des régions ayant des zones les plus électrifiées dans le monde, notamment en milieux ruraux.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

On peut dire que l'interconnexion maghrébine a procuré des avantages techniques et économiques substantiels : le secours instantané de puissance à chacun des réseaux dans des situations difficiles ; la réduction du coût de production par la mise en commun de la réserve tournante ; des économies d'investissement comme le passage direct au palier 150mw sur le réseau tunisien par exemple, etc.

Le palier est la taille du groupe le plus puissant sur le réseau

2.2.2) Le Maroc

La situation du Maroc en ce qui concerne l'énergie et plus particulièrement l'électricité se caractérise par une très forte dépendance vis-à-vis de l'extérieur. Face à cette situation particulière et considérant le périmètre de cette activité, deux axes de développement et d'orientations de la politique marocaine sont à mettre en exergue

1. La sécurité de l'approvisionnement
2. La diversification des sources d'énergie pour la production d'électricité.

a) Le système électrique marocain

L'Office National de l'Électricité (ONE) est l'opérateur le plus important du marché. Il est verticalement intégré et présent dans toutes les activités (production, transport, distribution, fourniture et acheteur unique). Cependant, dans le cadre de l'initiative de l'énergie propre (Energipro), il est prévu que les promoteurs privés fournissent de l'énergie aux clients en utilisant le réseau de transport de l'ONE,

Bien que L'ONE soit l'opérateur le plus important, l'Office n'a pas le monopole de la production et de distribution et de la fourniture, activités caractérisées par une forte présence des acteurs privés. La production des producteurs indépendants (IPP) représente plus de la moitié de la production d'électricité au Maroc, ils vendent leur production à l'ONE par des contrats à long terme. [27]

b) La production

La production privée d'électricité s'est élevée à 12 619,9 GWh en 2011 par rapport à l'année 2010 due principalement à la hausse de la production du cycle combiné de Tanhaddart, et la puissance installée atteint 6 377 MW [28], le tableau 2 suivante présente La puissance installée brute à fin 2011 En MW :

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

Tableau 2 : La puissance installée brute à fin 2011 En MW

CENTRALES	PUISSANCE EN MW
STEP	464
Centrales Thermiques Vapeur	2 385
- Fioul	600
- CHARBON (Y Compris JLEC)	1 785
Centrales turbines à gaz	915
Thermiques diesel	202
Cycle combinés	850
Total thermique	4 352
Eolien (ONE et CED)	254,9
Total	6 377

Source : rapport d'activité, OME (office national de l'électricité)

b) Les combustibles

Le Maroc a produit 88,4 % de son électricité à partir des combustibles fossiles. Les sources renouvelables contribuent à hauteur de 11,6 % en 2011, l'essentiel de leur production provenant de l'hydraulique (8,5 % du total), devant l'éolien 2,8 % et le solaire 0,3 %.[24]

La sécheresse récurrente qui frappe les pays depuis quelques années rend le problème du manque d'eau particulièrement aigu dans tous les domaines concernés (eau potable, agriculture, etc.) et affecte régulièrement le volume de production de la filière hydroélectrique. C'est notamment le cas en 2011, la production hydroélectrique est en net recul, avec seulement 2,2 TWh, contre 3,7 MW de capacité de production - turbinage. Deux grands ouvrages sont actuellement en construction.

Le plus important, le barrage d'Abdelmoumen (350 MW dont 175 en pompage - turbinage), devrait être opérationnel en 2016, le second, dit de M'Dez El Menzel, d'une capacité de 170 MW, sera mis en service en 2015 [24]. Le Maroc prévoit de construire une soixantaine de grands barrages dans les vingt prochaines années ; toutefois, la majeure partie d'entre eux devraient être dédiés à la gestion de la ressource en eau, et donc pas nécessairement à la production d'électricité.

Le potentiel éolien du royaume est relativement important, on estime que plus de 6 000 MW pourraient être installés dans le pays, en particulier le long des 3 500 Km de zones côtières. Pour l'heure, le parc éolien marocain ne compte que 291 MW de capacité cumulée à fin 2011. Le Maroc nourrit néanmoins une grande ambition pour son programme éolien et envisage de construire cinq nouveaux parcs d'ici 2020, en vue de porter sa puissance éolienne installée à 2000 MW.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

La contribution du solaire n'est pas encore significative, toutefois, le Maroc a fait le choix de développer une filière hélio thermodynamique, la première centrale thermo - solaire à cycle combiné du pays affiche depuis 2010 une puissance de 472 MW, dont 20 MW en 2011 (Estimation Observ'ER). Le Maroc importe 15 à 20% de son électricité d'Espagne.

Un cadre réglementaire attractif permettant de développer des projets d'énergie renouvelable selon quatre options :

- Auto - production par des industriels investisseurs pour leurs propres besoin de consommation (*)
- La loi 13 -09 où les projets sont réalisés par des investisseurs privés qui vendent l'électricité à des tiers, avec possibilité d'en exporter une partie, (*)
- La production privée d'électricité où les projets son réalises par des sociétés de projet qui vendent la totalité de l'électricité produite a l'ONE par le biais de contrats d'achat à long terme.

(*) L'ONE assure le transport de l'énergie produite du site de production au site de consommation ainsi que le rachat des excédents

Les premiers projets réalisés d'une capacité du 287 MW :

- En 2000, le premier parc éolien réalisé mise en service avec une puissance installée de 50,4 MW ce projet a été réalisé dans le cadre de la production privée d'électricité.
- En 2007, la mise en service du parc éolien Amougdoul, sa puissance installée de 60MW
- Un parc éolien de 32 MW a été réalisé en 2009 dans la région de Tétouan et un deuxième parc éolien de 5 MW a été réalisé dans la région de Laayoune dans le cadre du régime de l'autoproduction d'électricité.
- En 2010, la mise en service du parc éolien de Tanger, sa puissance installée de 140MW.[28]

2.2.3) La Tunisie

La Tunisie se caractérise par un marché électrique de taille modeste comparativement aux autres pays du Maghreb et par une part importante du gaz dans la production d'électricité qui selon les dernières données disponibles est issue des filières suivantes : [29]

- 45% de centrale thermique vapeur,
- 40% de centrale Cycle Combiné,

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

- 14% de Centrale à Turbine à Gaz et
- 1% d'énergie renouvelable (Hydrauliques et Éolien)

a) Le système électrique Tunisien

La société Tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG) agit en acheteur unique. Monopole pour le transport et la distribution. La génération privée est ouverte depuis 1996 à travers des concessions et depuis 2009 le droit d'accès au réseau de transport par l'auto producteurs.

Il existe de centrales de production privée (IPP) qui vendent exclusivement à la STEG, c'est le cas de CPC Rades II (470 MW) et ECUMED El Bilane (27 MW). Plusieurs projets IPP sont lancés et en phase de dépouillement. [27]

b) La production

La puissance installée des équipements du parc national de production a enregistré une évolution de 11,8% en 2011 par rapport à 2010 suite à la mise en service du cycle combiné de Ghannouch à compter du deuxième semestre 2011, l'évolution des puissances installées brutes En MW sont présentés dans le tableau 3.

Tableau 3 : L'évolution des puissances installées brutes En MW

Types d'équipements	2010	2011
STEG : Thermique vapeur	1 090	1 090
Cycle Combiné	364	789
Turbines à Gaz	1 532	1 532
Hydraulique	62	62
Éolienne	53	53
Total SETG	3 101	3 528
IPP (Production indépendante)	498	498
- CC (Radès)	471	471
- TG (El Bibane)	27	27
Puissance Nationale	3 599	4 024

Source : rapport d'activité 2011, STEG

La production nationale d'énergie électrique injectée dans le réseau de transport s'est élevée à 15 247 GWh en 2011 contre 14 889 GWh en 2010 enregistrant un accroissement de 2,4 % par rapport à 2010. La production STEG a enregistré une augmentation de 2,9 % par rapport à celle enregistrée en 2010, expliquée par la conjugaison des facteurs suivants :

- L'augmentation de l'énergie appelée d'électricité de 2, 3%

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

- L'amélioration du taux de disponibilité du parc STEG (93% en 2011 contre 88% en 2010).
- La production indépendante du site de Radès
- La production indépendante du site d'El Bibane a été interrompue.

c) Les combustibles

Les combustibles utilisés dans le parc thermique sont essentiellement, le gaz naturel et le fioul lourd. Comparées à celles de ses voisins directs (Algérie et Lybie), les ressources en hydrocarbures dont dispose la Tunisie sont très modestes. Pourtant, le mix électrique tunisien demeure très largement dominé par les combustibles fossiles importés, qui sont à l'origine de 98,8% de l'électricité produite dans le pays en 2011.

Les seules sources renouvelables exploitées en Tunisie sont l'éolien et l'hydraulique, qui participent respectivement à hauteur de 0,8 % et 0,3 % à la production annuelle.

La filière éolienne tunisienne est encore jeune : elle n'a fait son apparition dans les bilans qu'en 2006 et atteint une production de l'ordre de seulement 135 GWh en 2011. Le parc éolien du pays compte 54 MW de capacité cumulée sur le site de Sidi Daoud (est de Tunis). De nouveaux mats sont en cours d'implantation dans la région de Bizerte, pour une puissance totale de 190MW.

La Tunisie prévoit d'atteindre 505 MW en 2016, puis 2700 MW de puissance. La moitié du faible potentiel hydroélectrique du pays est actuellement exploitée par les 62 MW de puissance que compte le parc hydraulique tunisien, ce dernier a délivré 53 GWh de production en 2011.

La Tunisie compte donc sur les sources renouvelables alternatives pour se défaire de sa dépendance aux importations de combustibles fossiles, elle envisage notamment le développement d'une filière solaire thermodynamique.

2.4) La Libye

Les combustibles fossiles (35 TWh en 2011) sont la seule source énergétique utilisée en Lybie pour produire de l'électricité. Cette filière a permis au pays de plus que doubler son niveau de production d'électricité par rapport aux années présidentes (2001 (+18,9 TWh)), grâce à une croissance continue sur les dix dernières années de 8,1% en moyenne par an.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

Bien qu'il existe des installations photovoltaïques, elles ne sont pas encore recensées. Elles sont utilisées pour électrifier des zones rurales décentralisées et alimenter en électricité des stations de communication.

2.5) L'Algérie

Les combustibles fossiles, et parmi eux majoritairement le gaz naturel – dont le pays dispose en quantités importantes, constituent la première source de production d'électricité de l'Algérie. Ils assurent à eux seuls 99,2 % de la production totale du pays. Les sources renouvelables ne représentent que 0,8% du mix en 2011, et 98% de la production renouvelable est d'origine hydraulique. Une filière solaire émergente permet de produire 4 GWh cette année.

La filière hydroélectrique algérienne affiche une capacité de 245 MW, pour une production de 380 GWh en 2011, soit plus du double du niveau de 2010 (174 GWh),[24] grâce à une pluviométrie plus favorable. Cette production est très variable sur la période, car tributaire des conditions climatiques, et de leur impact sur les ressources eau – point particulièrement sensible pour le pays. La forte croissance de la production (+6,1% par an en moyenne sur la période) est quasi exclusivement le fait des combustibles fossiles.

Pourtant, l'Algérie souhaite aujourd'hui s'impliquer davantage dans le développement de ses filaires renouvelables. L'ambitieux programme 2011 – 2030 prévoit ainsi l'installation de plus de 22 000 MW de capacités renouvelables, dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande intérieure en électricité et 10 000 MW seront destinés à l'exportation, et d'ici 2030, [30] environ 40% de la production d'électricité allouée à la consommation nationale devraient être d'origine renouvelable.

Le fer de lance de ce développement sera le solaire, dont le potentiel dans le pays compte parmi les plus élevés de la planète. L'Algérie entend ainsi se positionner comme acteur majeur de la production d'électricité solaire photovoltaïque et cylindro – parabolique, mais également thermodynamique. Le pays a dans ce sens inauguré en juillet 2011 sa première centrale hybride solaire – gaz, dans la région saharienne d'Hassi R'mel, dans puissance de 150 MW, dont 30 MW solaires.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

La contribution des sources renouvelables, encore très limitée, devrait donc s'accroître dans les années à venir. L'augmentation de leur part dans le mix dépendra de la capacité du pays limiter le recours aux hydrocarbures pour sa production d'électricité.

IV. Les interconnexions et l'échanges d'électricité

1. Le contexte des interconnexions au Afrique du Nord (ETUDE ELTAM 2003)

Une analyse sur le renforcement des interconnexions avait été faite par la COMELEC en 2001 qu'il s'agit de l'étude ELTAM (Égypte, Libye, Tunisie, Algérie et Maroc). Deux types des revenus futurs avaient été examinés : les « revenus d'échanges » et les « revenus de fiabilité ». Le consultant avait donné les recommandations générales suivantes :

- ❖ Les renforcements d'interconnexion 500/400 kV entre les pays ELTAM s'appuyait sur deux facteurs : l'amélioration de la fiabilité des systèmes de transport et un peu de commerce transfrontalier.
- ❖ La similarité des structures des systèmes de génération actuels et futurs,
- ❖ Le renforcement significatif du réseau de transport électrique dans les pays concernés (projet de future Madgrid).
- ❖ Les études techniques montraient que les mesures préventives de sécurité pour assurer une exploitation dans un système globalisé limitaient énormément les échanges des capacités.

2. L'interconnexion Maghrébin

Les interconnexions - Algérie/Maroc et Algérie/Tunisie - permettent des échanges d'électricité à bien plaisir entre les trois pays dans une optique de solidarité avec échanges équilibrés en fin d'année, sans transfert de fonds et donc sans qu'il soit besoin de calculer des prix. Les trois pays du Maghreb sont associés à l'UCTE et se sont engagés à en appliquer les principales dispositions techniques : participation à la tenue en fréquence, participation aux réserves, engagement de secours mutuel et compensations aux échanges volontaires. Bien qu'on dehors d'un contexte de marché, il existe donc déjà un système électrique maghrébin.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

Les contrats bilatéraux sont toujours possibles mais aucun des trois pays du Maghreb ne dispose aujourd'hui d'une capacité significative à l'exportation. La mise en service d'une ligne à 400 Kv - le long de la méditerranée devrait créer une situation nouvelle donc elle rendra techniquement possible un accroissement des échanges.

Les 3 pays concernés, les conclusions spécifiques étaient les suivantes :

a) Maroc – Algérie : Aucun renforcement au-delà du projet d'interconnexion 400 kV (ligne double terre entre Bourdim (Maroc) et Hassi Aneur (Algérie)) n'était recommandé.

b) Tunisie – Algérie : La connexion Jendouba - Chefia à 400 kV était rentable et les transits d'électricité en vrac de l'Algérie à la Tunisie ou l'Italie via la Tunisie étaient possibles. La date de mise en service recommandée de l'interconnexion Jendouba -El Hadjar 2 à 400 kV était de 2008.

c) Lien 400 kV à travers la Tunisie : Le consultant n'avait pas d'éléments permettant de justifier économiquement le projet de réseau 400 kV interne tunisien en vue d'augmenter les capacités de transit transfrontalières.

Néanmoins il recommandait de mettre en service ce réseau tunisien de 400kV dès 2015 pour les raisons techniques suivantes :

- ✓ Pour éviter l'apparition des goulots d'étranglement à l'intérieur de la Tunisie ;
- ✓ Pour améliorer la sécurité du réseau tunisien spécialement du point de vue réglage de la tension ;
- ✓ La construction du lien 400kV pouvait cependant être complétée par d'autres axes 400kV périphériques alimentant des zones décentralisées importantes telles que Sousse et Sfax. [27]

3. Les points communs visant l'ensemble des pays Maghrébins et L'UE

a) La structure des systèmes nationaux d'électricité

L'Algérie, le Maroc et la Tunisie présentent des spécificités qui rendent aujourd'hui leurs systèmes électriques différents, d'abord entre eux mais aussi avec les pays membres de l'Union européenne. Pourtant, ces mêmes pays doivent faire face aux mêmes défis qui ont inspiré les politiques européennes, à savoir :

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

La dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur ou vis-à-vis des sources d'énergie d'origine fossile, avec tous les risques économiques, sociaux, environnementaux et physiques que cela comporte, le réchauffement climatique, dont les conséquences toucheront notamment le continent africain, le maintien de la qualité de l'air ambiant.

Cependant, l'écart d'un cadre juridique commun qui régit les échanges d'électricité, ce sera difficile que les systèmes électriques des pays du Maghreb puissent être finalement intégrés entre eux et ensuite dans le marché de l'Union européenne, bien que progressivement. Sans une telle intégration, les échanges d'électricité entre les pays de l'Union européenne et les pays du Maghreb ne pourront qu'être très limités, si comparés au potentiel d'échange. Ceci comporte qu'aucune optimisation des fluxes ne sera effectivement possible, car ces mêmes fluxes seront régis en dehors d'un contexte de marché. Les grands investissements privés dont les pays du Maghreb ne pourront être réalisés, et les projets ambitieux de génération sur le sol maghrébin – notamment à partir de sources renouvelables – resteront sur papier.

Afin d'assurer les échanges d'électricité entre les pays du Maghreb et les pays membres de l'Union européenne, un cadre juridique commun se rend donc nécessaire. A l'état actuel, ce cadre n'existe pas et il est toujours difficile de l'envisager, faute de volonté politique. Cependant, la Communauté de l'Énergie de l'Europe du Sud - Est constitue un exemple réussi, qui pourrait inspirer les nouvelles relations énergétiques entre l'Union européenne et les pays du Maghreb, du moins dans le secteur de l'électricité.

L'Algérie, le Maroc et la Tunisie devraient donc analyser de près l'expérience de cette Communauté, pour en tirer des leçons et si possible la répliquer – tout en tenant compte de leurs spécificités – dans leurs rapports avec l'Union européenne [31]. Cette intégration implique notamment la libéralisation et l'ouverture à la concurrence des systèmes électriques des trois pays, qui peuvent aujourd'hui bénéficier de l'expérience de l'Union européenne. Une telle intégration devrait s'appuyer aussi sur le soutien du MEDRIG, qui en perspective pourrait évoluer jusqu'à assumer des fonctions similaires à celles de l'ACER à l'intérieur de l'Union européenne

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

b) Les différentes Sources renouvelables d'énergie

Il existe un fort intérêt par rapport au développement des énergies renouvelables dans les trois pays du Maghreb, en particulier en vue de leurs exportations vers l'UE. Les trois pays disposent de législation spécifique sur le sujet et sur l'appui aux investissements. Néanmoins, les législations sur les sources renouvelables ainsi que les cadres juridiques des systèmes électriques des trois pays présentent des différences, ce qui pourrait produire des situations non concurrentielles pour les échanges d'électricité.

Il s'avère donc nécessaire un cadre commun pour les énergies renouvelables, qui permette l'égalité de traitement pour les investissements, ainsi que pour les échanges d'électricité d'origine renouvelable. Ceci implique l'existence de systèmes de régulation bien définis et compatibles, ainsi que des législations qui soient autant proches que possible, et qui soient basées sur l'acquis européen. Ceci rend nécessaire :

- Des objectifs communs dans le domaine des énergies renouvelables, ou bien une stratégie de base commune ;
- Des accords sur la certification de l'origine renouvelable de l'énergie ;
- Des mécanismes compatibles pour le soutien financier.

L'option consistant à initier quelques projets dans le contexte des Mécanismes de développement Propre (CDM), pourrait constituer un bon début pour l'intégration des marchés maghrébins. Dans les pays du Maghreb, ce sera très important de ne pas répéter les erreurs qui ont été commises dans certains pays européens quant aux obstacles à l'essor des énergies renouvelables, notamment en ce qui concerne les procédures d'autorisation. L'exemple italien a démontré comment la régionalisation de compétences dans le domaine de l'énergie et de l'environnement peut entraîner des fortes entraves à l'essor des sources renouvelables.

Également, afin de profiter des opportunités offertes par la directive 2009/28/CE pour l'exportation au sein de l'Union européenne d'électricité d'origine renouvelable,[31] ce sera très important de s'assurer que l'électricité renouvelable des pays du Maghreb destinée à l'exportation ne bénéficie pas de soutiens financiers, ce qui rendrait une telle énergie inutilisable pour atteindre les objectifs obligatoires prévus par la directive même.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

c) L'impact social de la libéralisation des systèmes électriques

La libéralisation des marchés entraîne des craintes quant aux possibles impacts sociaux liés à une possible hausse de prix ou à l'absence de tarifs sociaux. On peut cependant souligner que, bien que la libéralisation ne comporte pas forcément une baisse des prix pour les petits consommateurs, l'impact sur ces derniers peut être considérablement atténué.

Les trois pays maghrébins devraient étudier ces mécanismes afin de mettre en place des systèmes qui puissent renforcer les capacités des petits consommateurs dans un contexte de marché libéralisé.

d) Le développement des interconnexions

La participation des pays maghrébins dans le marché électrique concurrentiel d'un pays de l'UE est déjà une réalité. L'entreprise marocaine ONE participe au pool espagnol, d'où il importe de l'électricité, en Algérie, Sonelgaz est aussi opérateur sur le marché espagnol, ceci augmente les perspectives d'ouverture et d'intégration entre les pays du Maghreb, car Algérie et Maroc ont renforcé leur capacité d'interconnexion. Quant à la Tunisie, l'interconnexion sous-marine avec la Sicile sera bientôt une réalité. Néanmoins, les lignes d'interconnexion Maroc-Algérie-Tunisie restent faibles et devraient être renforcées en vue d'un futur marché maghrébin. Le financement de ces investissements pourrait faire l'objet de participation d'investisseurs privés, comme c'est souvent le cas dans l'Union européenne.

V. Les programmes et stratégies d'efficacité énergétique des PSEM

La plupart des PSEM ont défini des objectifs d'économies d'énergie à court et moyen termes dans le cadre de leur programme de maîtrise de l'énergie. Ces objectifs sont très variables, le plus souvent à caractère indicatif et les moyens d'action déployés ciblent rarement l'ensemble des secteurs. Les Objectifs et les cibles des programmes et stratégies d'efficacité énergétique des PSEM sont donné dans le tableau 4 suivant :

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

Tableau 4 : Les cibles des programmes et stratégies d'efficacité énergétique des PSEM

Algérie	Le potentiel d'économie d'énergie a bien été identifié, les cibles d'économies d'énergie en 2011 sont relativement modestes et la stratégie axée essentiellement sur le court terme. L'Algérie a approuvé début 2011, un nouveau programme national en faveur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique à l'horizon 2030 pour la production d'électricité, avec une phase initiale triennale 2011 - 2013 pour l'efficacité énergétique. Les économies d'énergies exploitables à l'horizon 2030 sont de l'ordre de 0.5 millions de tep par an et la maîtrise de la demande de l'électricité de 7 millions de tep, soit 30 % des consommations d'électricité du scénario.
Égypte	L'objectif établi est de réduire la consommation nationale d'énergie de 8,3 % en 2022. Mais peu de mesures sont déployées pour atteindre cet objectif et il n'existe pour l'instant aucune loi spécifique à l'efficacité énergétique.
Israël	Le programme de développement du secteur électrique 2007-2020 conduit par le ministère des infrastructures nationales, fixe comme objectif une réduction de la consommation d'électricité de 20 % en 2020. Dans les faits, peu de mesures ont été prises pour atteindre cet objectif.
Jordanie	Le plan national de l'énergie Jordanien 2007-2020, fixe comme objectif une réduction de 20 % de la consommation d'énergie du pays d'ici 2020.
Liban	Le Ministère de l'Énergie et de l'Eau a soumis au conseil des ministres un plan national d'efficacité énergétique qui doit à ce jour encore être approuvé. En plus des activités menées par l'ALMEE, certaines mesures d'efficacité énergétique sont déployées par le <i>Lebanese Center for Energy Conservation</i> (LCEC) sur la base d'un plan d'actions concernant les lampes basse consommation, les chauffe-eau solaires, les audits énergétiques et l'éclairage public. Aucune cible officielle ou quantifiée n'est réellement fixée.
Libye	Aucun objectif n'est fixé en matière de réduction de la consommation d'énergie. Les potentiels d'économie d'énergie n'ont pas encore été identifiés à l'échelle nationale.
Maroc	L'objectif publié pour l'horizon 2020 est une réduction de 12 % de la consommation d'énergies fossiles, soit une réduction de la consommation annuelle de pétrole de 150 000 tep. Ce pourcentage est basé sur la demande prévue en l'absence d'initiatives d'efficacité énergétique.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

Territoires palestiniens	Il n'existe aucune cible explicite en termes d'efficacité énergétique qui est uniquement mentionnée en tant que composante de la politique énergétique. ²
Syrie	s'est doté de l'objectif de réduire de 12.5 % de sa consommation d'énergie primaire à l'horizon 2030. Cette économie concerne les consommations d'énergies fossiles du pays.
Tunisie	Le programme national 2010-2016 cible une amélioration de l'efficacité énergétique avec pour objectif une valeur d'intensité énergétique de 0,268 tep/1000 dinars du PIB au prix constant en 2016 (contre 0,286 tep/1000 dinars en 2011).
Turquie	s'est fixée pour objectif de réduire son intensité énergétique primaire de 10 % en 2015 et de 20 % d'ici 2023 par rapport à 2008 (IE-08=282 kgep/1000\$ de 2000). Les potentiels d'économie d'énergie identifiés dans des études nationales représentent 30 % pour le secteur résidentiel, 20 % dans l'industrie et 15 % dans le transport. Le potentiel d'économie d'énergie total est estimé à 14 millions de tep par an soit environ 3 milliards de dollars par an.

Source : MED ENER

D'une manière générale, les objectifs d'économies d'énergie affichés pourraient être plus précis (réduction par rapport à une valeur de référence inconnue) et plus compréhensibles (référence à un hypothétique futur niveau d'énergie). La notion la plus appropriée pour formuler de tels niveaux d'ambition est l'intensité énergétique, comme cela est fait en Tunisie et en Turquie.

L'intensité énergétique est probablement l'indicateur énergétique le plus important. Il mesure le rapport entre le consommateur d'énergie et un indicateur d'activité économique. En pratique, il s'agit du rapport entre la consommation totale d'énergie et le PIB. [32]

VI. L'énergie renouvelable, un potentiel considérable

Les pays du sud et de l'est de la Méditerranée (PSEM) sont dans une phase cruciale de développement. Il est naturel qu'ils connaissent un taux de croissance de la demande en énergie élevé, de l'ordre de 6 à 7%, voire 8% pour certains d'entre eux. Ce taux est nettement supérieur à celui du PIB qui est en moyenne de 4% [33]. Aussi, les PSEM enregistrent des hausses importantes de leur intensité énergétique, c'est-à-dire de la consommation énergétique par unité de PIB, les plus fortes étant celles des pays producteurs, comme

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

l'Algérie, l'Égypte ou la Libye. Dans ces pays où les tarifs locaux de vente de l'énergie ont constamment été subventionnés, la culture des économies d'énergie est à créer et à soutenir. Seule exception dans la région, la Tunisie qui enregistre une décroissance de son intensité énergétique (en moyenne de 1% par an) depuis une vingtaine d'années, fruit de sa politique volontariste et constante en matière maîtrise de l'énergie.

De plus, les technologies mises en œuvre dans la région dans les procès industriels⁴, les bâtiments et les transports, sont loin d'être les plus efficaces sur le plan énergétique, ce qui se traduit par un gaspillage. Aussi, il existe un fort potentiel d'économies d'énergie dans les différents secteurs (industrie, habitat, tertiaire...). De fait, les nombreux audits sectoriels qui ont été réalisés ont mis en évidence un gisement non négligeable.

Au demeurant, la recherche de l'efficacité énergétique et la promotion des énergies renouvelables sont indissociables et constituent les deux piliers d'une stratégie de développement énergétique durable.

La capacité de production électrique installée dans les PSEM est appelée à considérablement augmenter dans les deux prochaines décennies. Selon l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), dans le cas d'un scénario conservateur, 200 GW de capacités électriques additionnelles seraient nécessaires.

Dans le cas d'un scénario proactif (essor des énergies renouvelables et mesures d'efficacité énergétique), 155 GW de capacités électriques additionnelles seraient suffisantes mais nécessiteraient un doublement du parc de production d'énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) et un montant d'investissement plus élevé d'environ 40 à 50 milliards de dollars [25]. Quelque soit le scénario retenu, il faudrait entre 310 et 350 milliards de dollars d'investissement, selon les estimations de l'ONE, pour réaliser de nouvelles capacités de production d'énergie dans les PSEM d'ici 2030.

L'ensemble de la région est doté d'importantes ressources d'énergies renouvelables, notamment en solaire et éolien. Les heures d'ensoleillement varient de 2700 à 3400 heures par an et la radiation annuelle moyenne entre 1900 KWh/m²/an sur les régions côtières et 3200 KWh/m²/an au Sud dans les régions désertiques. Le potentiel éolien est également élevé. Les

⁴ La technique du dessalement de l'eau de mer, par exemple est énergivore.

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

vitesse moyennes du vent varient de 6 à 11 m/s⁵. La région dispose aussi d'un potentiel important de biomasse et probablement de ressources géothermiques en Algérie et au Maroc.

En dépit des ressources élevées et de la volonté affichée de la plupart des pays de les exploiter, la part des énergies renouvelables continue à être faible, voire marginale dans les bilans énergétiques des PSEM, même si cette proportion a plus que doublé durant les trois dernières décennies.

En effet, la capacité de production installée en énergies renouvelables, hors hydrauliques a fortement progressé ces trente dernières années, avec une croissance annuelle moyenne de 26%, atteignant 19 GW en 2005. Cette tendance tient à l'augmentation de la production électrique éolienne, qui atteint 14 GW en 2005, contre 3 GW en 2000 [34]. Cela n'est pas suffisant au regard des potentialités et surtout la situation est paradoxale : les pays du Nord de la Méditerranée⁶ sont les plus gros producteurs d'énergie renouvelable dans la région, alors que le potentiel se trouve plutôt dans le Sud.

Tous les PSEM affichent la promotion des énergies renouvelables comme un élément essentiel de leur politique énergétique. Mais, à l'exception de l'Algérie, qui a adopté une loi sur les énergies renouvelables et créé un Fonds national des énergies renouvelables alimenté par 0,5% des taxes pétrolières, aucun pays n'est doté de cadre institutionnel spécifique.

Les bénéfices liés au développement des énergies renouvelables sont partout reconnus et peuvent se résumer ainsi :

- Les énergies renouvelables offrent de nouvelles solutions aux besoins énergétiques : technologies diverses et accès centralisé et décentralisé aux services énergétiques, chaleur, électricité, etc. ;
- Elles ont une valeur au-delà de l'énergie qu'elles génèrent : économies d'énergie, réduction des émissions, nouvelles activités économiques, emplois, etc. ;
- Elles contribuent à la disponibilité des ressources et la sécurité d'approvisionnement de la région: avec l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables permettent de réduire la vulnérabilité des pays importateurs d'énergie comme le Maroc et la Tunisie et de faire bénéficier les pays producteurs de plus de ressources disponibles ;

⁵ Abdenour Keramane "énergie renouvelables en méditerranée", IPAMED, Mars 2010

⁶ L'Allemagne et l'Espagne font figure de leaders mondiaux dans l'éolien

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord

- Elles ont les impacts les plus faibles sur l'environnement : bien moins importants que ceux qui sont générés par l'exploitation et l'utilisation des ressources fossiles, largement déployées dans la région et dans le monde ;
- Elles contribuent au développement énergétique durable dans la région et ailleurs.

Avec un rayonnement exceptionnel sur l'ensemble du pourtour méditerranéen, le potentiel des applications thermiques de l'énergie solaire se chiffre en dizaines de millions de mètres carrés. Cependant, les surfaces installées sont très inégalement.

Pour contribuer au développement de ces applications, les membres de l'association MEDENER ont conçu un projet régional dont l'objectif principal était de participer au transfert dans les PSEM du concept de la garantie de résultats solaires (GRS) qui est utilisé avec succès dans de nombreuses installations solaires en Europe. Il s'agissait également de contribuer à l'émergence d'un marché solaire thermique autonome et durable en Méditerranée.

A la fin 2003, près de 12 millions de m² étaient en fonction avec un taux de croissance 2002/2003 de 25%. Par ordre de croissance on distinguera les pays suivants avec leurs taux de croissance respectifs : Allemagne 4898000 m² / 9%; Grèce 2779200 m² / 6% ; Autriche 1921 594 m² / 9%. Les plus forts taux de croissance concernent la Finlande (80%), la Belgique (83%), le Royaume-Uni (46%) et la France métropolitaine (44%) mais les surfaces installées pour ces pays restent en volume faibles [34].

Au-delà de l'analyse chiffrée, l'expérience européenne met en avant quelques déterminants porteurs de succès et par là même ceux porteurs de freins au développement de la filière. En particulier, l'Allemagne et l'Autriche ne bénéficiant pas du meilleur ensoleillement, il est important de ne pas associer le succès de la filière solaire thermique aux seules conditions climatiques. Ces informations contribueront à orienter les politiques des PSEM.

Les énergies renouvelables constituent donc une solution doublement gagnante et sans regret, mais l'exploitation de ces bénéfices se heurte à plusieurs contraintes.

Conclusion

Les éléments présentés dans ce chapitre illustrent les différences des situations significatives entre les différents pays du MENA en termes des ressources énergétique pour la production d'électricité et l'efficacité énergétique.

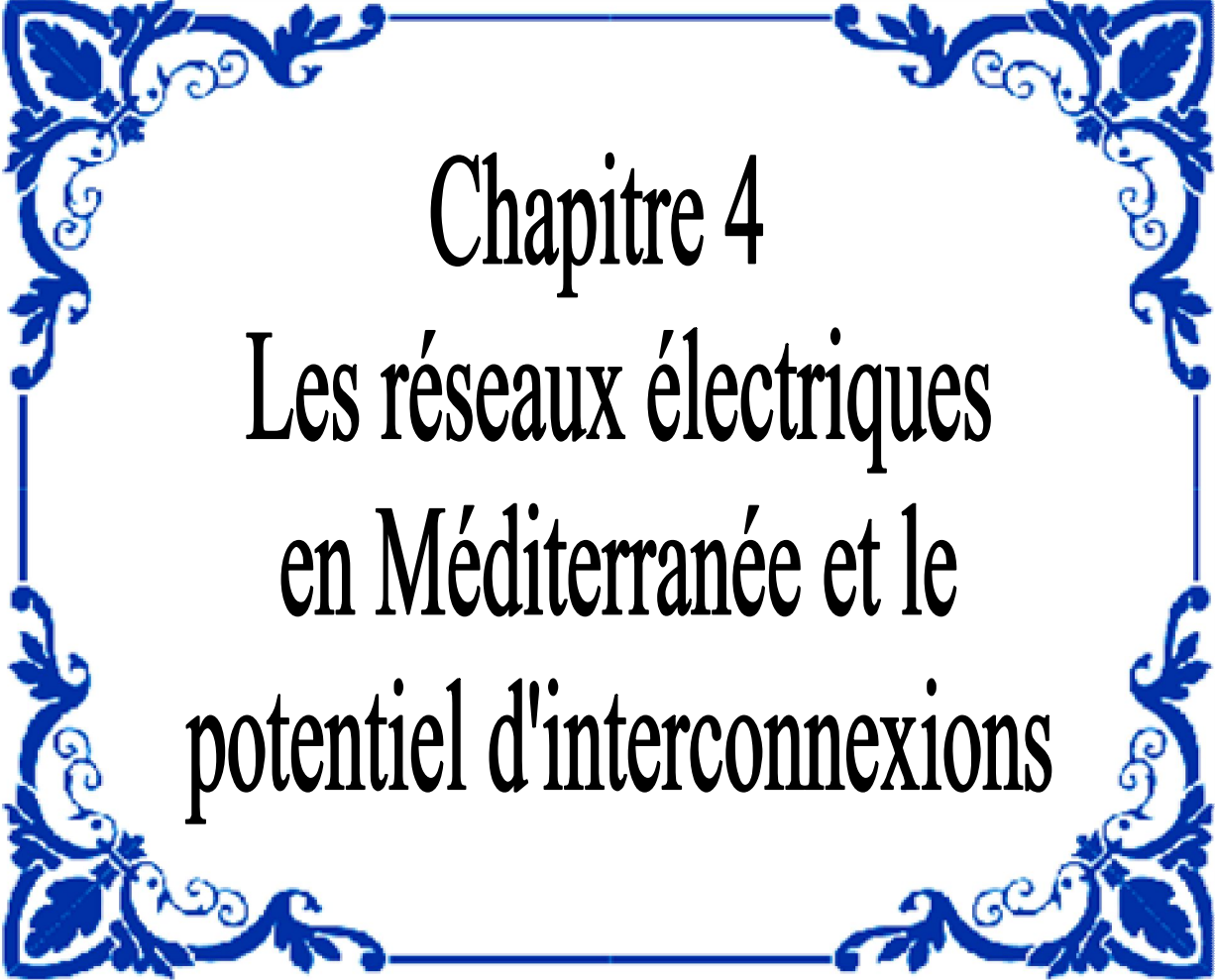
Nous remarquons que l'accroissement démographique, l'élévation des niveaux de vie, le développement d'industries intensives en énergie, en conjonction avec des prix faibles de l'énergie, ont conduit à une explosion de la demande énergétique, et en particulier de la demande d'électricité. Pour y faire face, la plupart des États font appel au gaz naturel, même si certains sont aussi obligés de consommer davantage de pétrole brut ou de produits pétroliers pour répondre à la demande électrique. Cette situation tendue se traduit par des *blackouts* ou par des périodes de pénurie de gaz naturel.

A cet égard, le développement de la région méditerranéenne basé uniquement sur les énergies fossiles n'est pas soutenable : 582 millions d'habitants en 2030 consommeront 40 % plus d'énergie qu'aujourd'hui, issue à 80 % des énergies fossiles, à 10 % du nucléaire et à 10 % des énergies renouvelables (ces chiffres se fondent sur le scénario tendanciel de l'OME).

Dans ces conditions, les MENA envisagent de préparer leur avenir énergétique, et l'après-pétrole, par l'intégration progressive dans leur mix énergétique des énergies renouvelables d'une part, et à travers des efforts en matière d'efficacité énergétique d'autre part. L'éolien et le solaire constituent les énergies renouvelables les plus disponibles et les mieux réparties sur les territoires du Sud et dont le gisement est estimé à des milliers de TWh. La promotion et le développement des énergies renouvelables constituent l'un des axes importants de la politique énergétique et environnementale que suivront les pays PSEM.

À la suite de ces constatations, il serait opportun de développer des échanges énergétiques dans la région ainsi que le développement socio-économique des PSEM vont rendre nécessaire et possible la mise en œuvre de nombreux projets d'infrastructures énergétiques.

Tout au long de ce chapitre, l'analyse des résultats obtenus et la description des mesures prises par les pays s'attachent à montrer que, si les objectifs fixés sont ambitieux, ils n'en demeurent pas moins réalisables. L'échange des expériences vécues pour s'en inspirer, en les adaptant, fait partie des actions à réaliser pour aller dans le sens d'un monde plus durable.

A decorative blue floral border with intricate scrollwork and leaf patterns, framing the central text.

Chapitre 4
Les réseaux électriques
en Méditerranée et le
potentiel d'interconnexions

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Introduction

L'économie mondiale connaît depuis maintenant quelques décennies des mouvements d'intégration régionale, ce phénomène a pour principal objectif de favoriser l'efficacité en introduisant une certaine dose de concurrence. Les monopoles de réseaux nationaux n'ont pas échappés à cette logique [35].

Les réseaux électriques des pays méditerranéens forment un anneau complet qui reste néanmoins ouvert en deux points : d'une part entre la Tunisie et la Libye et d'autre part entre la Turquie et la Syrie

Les échanges d'électricité ne peuvent être réellement compris qu'à condition que l'on s'intéresse directement aux réseaux qui permettent le transport de l'énergie. L'absence d'échanges électriques entre deux pays s'explique dans la plupart des cas par l'absence de connexions électriques en service entre ces deux entités.

Nous remarquons ces dernières années que les PSEM se sont engagés à relier leurs réseaux électriques afin de développer les échanges d'électricité. Plusieurs interconnexions électriques sont déjà exploités et d'autres en cours de construction. En plus des interconnexions déjà existantes, principalement au Maghreb (Algérie - Tunisie, Algérie - Maroc), des interconnexions ont été mises en service récemment, incluant celles reliant l'Espagne au Maroc, la Libye - l'Égypte, l'Égypte à la Jordanie et la Syrie à la Jordanie, et au Liban, le Maroc - Algérie et la Tunisie - Algérie. Il nous faut donc adopter, ici encore, une démarche à la fois historique et prospective. Depuis la mise en service de la liaison Espagne-Maroc en 1997 (doublée en Juillet 2006), les deux rives méditerranéennes sont déjà reliées.

Dans ce chapitre nous étudierons, l'interconnexion entre les deux rives qui sera encore renforcée par le futur triplement de la ligne Espagne-Maroc, et avec les projets câbles sous-marins reliant l'Algérie à l'Espagne et à l'Italie, la Tunisie à l'Italie, la Libye à l'Italie et le Monténégro à l'Italie. Tous ces nouveaux projets permettront aux principaux PSEM de se connecter au réseau européen, accomplissant ainsi l'achèvement de la «boucle électrique».

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

I. L'intégration aux marchés

1. Les avantages des interconnexions

Le réseau constitue la colonne vertébrale du système électrique et souvent, lorsque des défauts d'alimentation électrique, voire des blackouts, se produisent, ils sont le fait d'incidents de réseau plutôt que d'une capacité de production insuffisante. Le citoyen, même s'il dispose d'une source de production locale ou décentralisée, ne se sent donc en sécurité que lorsqu'il est raccordé à un réseau général. C'est pourquoi, dans le monde entier, les réseaux électriques ont eu tendance à se développer constamment, à s'étendre et à se rejoindre pour former des ensembles de plus en plus vastes, reliés entre eux, ou plutôt interconnectés.

L'électricité ne se stocke pas, elle doit être produite en temps réel, c'est à dire au moment même où elle est consommée. Elle est ensuite transportée et distribuée dans un réseau. Certes, les barrages peuvent être considérés comme des stocks d'électricité. Par ailleurs, par la mise en parallèle de plusieurs unités de production, on peut éviter de possibles défaillances en augmentant les réserves et en mutualisant les risques. Ainsi, en assurant cette double mise en parallèle, le réseau d'interconnexion peut former un système intégré production-transport-consommation et surmonter l'obstacle lié à l'électricité, qui la distingue d'autres fluides comme le gaz ou l'eau, pour lesquels le stockage est possible.

La mise en parallèle de systèmes de production-transport-consommation permet de réaliser des économies en tirant partie, par des importations exportations, des différences de prix à la production dans les diverses zones ou des décalages horaires entre les pointes de consommation des pays. Au Maghreb, par exemple, le dimanche étant ouvrable en Algérie, donc à forte charge, alors que l'activité est ralentie en Tunisie et au Maroc. L'interconnexion apporte donc à la fois un avantage technique sur la sécurité d'alimentation et économique sur les coûts de production.

Considérés comme stratégiques par la plupart des États en Europe et autour du Bassin méditerranéen, la production, le transport et la distribution de l'électricité ont été confiés à des compagnies essentiellement publiques, qui ont veillé à assurer leur autonomie ou l'autosuffisance nationale. Néanmoins, très tôt, des liaisons importantes se sont développées au sein d'une région, du fait du sentiment d'appartenance à un ensemble politico-économique ou des avantages de l'interconnexion des réseaux. Citons notamment :

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

- L'amélioration de la sécurité d'alimentation, avec un soutien additionnel extérieur en cas de défaillance ;
- la réduction des coûts d'exploitation, grâce à une meilleure utilisation des équipements ;
- Une économie d'investissement en profitant des décalages horaires, des différences de week-end, des pointes de consommation et en partageant les réserves tournantes et leur optimisation ;
- En planifiant les nouveaux moyens de production et en les construisant sur des sites choisis à moindre coût de production.

2. L'interconnexion des réseaux électriques en Méditerranée

2.1 Les réseaux nationaux aux réseaux transnationaux

L'édification des réseaux nationaux coïncide avec les phases d'émergence des États modernes et de développement des économies industrielles. En effet l'électricité est intimement liée au développement dont elle est une condition nécessaire mais non suffisante. Elle est un facteur d'intégration par excellence, tant à l'échelle nationale qu'à l'échelle transnationale. L'histoire nous montre que les interconnexions électriques ont toujours précédé et favorisé les intégrations économiques nationales puis macro-régionales [2].

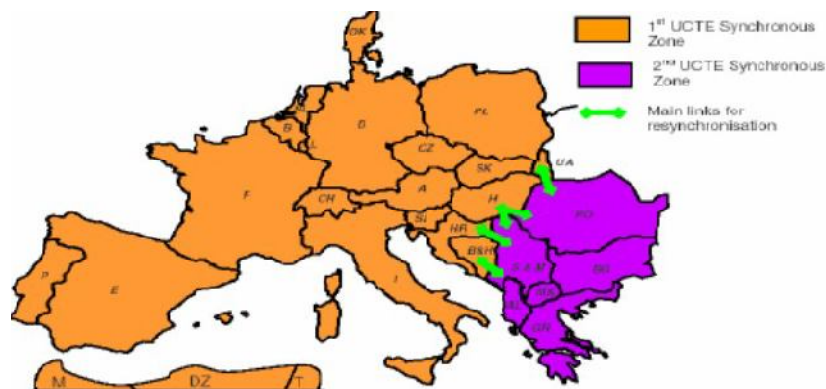
a) La constitution d'un réseau unifié en Europe

La situation des réseaux électriques est fort contrastée en Méditerranée. Les pays nord-méditerranéens sont bien desservis par les réseaux nationaux d'électricité et leurs taux d'électrification sont excellents, proches de 100%. Les lignes de transport à 400 kV constituent l'armature de base des réseaux européens et d'autre part, les connexions entre les différents réseaux nationaux sont relativement nombreuses et stables. Tous les États nord-méditerranéens appartiennent à l'Union de Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE) qui regroupe les pays d'Europe continentale, seule l'Albanie n'y appartient pas mais elle réalise néanmoins des opérations synchrones avec l'UCTE.

Le périmètre de l'UCTE s'est ensuite élargi progressivement à ses voisins. Le réseau du sud-est de l'Europe (ex-Yougoslavie) a été connecté à l'UCTE en 1974 et l'a rejoint en 1977, suivi en 1985 par la Grèce et l'Albanie, suite aux conséquences des guerres qui ont eu lieu dans les Balkans au moment de l'implosion de l'ex-Yougoslavie en 1991, l'UCTE a été

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

scindée en deux, il a fallu attendre 2004 pour qu'UCTE 1 et UCTE 2 (correspondant à tous les pays de la péninsule balkanique) soient reconnectées et pendant ce temps l'extension de l'aire de l'UCTE se poursuivait. En 1995, le système électrique CENTREL (Pologne, République Tchèque, Hongrie, Slovaquie) a été connecté de façon synchrone à l'UCTE. En 1997, trois pays d'Afrique du Nord, le Maroc, l'Algérie et la Tunisie, sont aussi entrés en interconnexion avec le système européen grâce à la réalisation d'une ligne sous-marine au niveau de Gibraltar, les réseaux de ces trois pays fonctionnent désormais à la même fréquence que le système européen [35]. Il a fallu attendre 2003 pour que la Bulgarie et la Roumanie, pays alors candidats à l'adhésion, deviennent membres à part entière de l'UCTE en rejoignant d'abord l'UCTE 2 [2]. L'ouest ukrainien a également établi en 2003 des relations d'échanges permanents avec l'UCTE, premier pas vers une intégration plus poussée de tout le pays. La Turquie, déjà connectée à l'Europe, attend l'approbation de l'UCTE pour mettre en service une ligne permettant une connexion synchrone avec le système européen. La figure suivante montre la reconnexion des zones UCTE 1 et UCTE 2 en 2004



Source: *European Network of Transmission System Operators for Electricity, UCTE*

Figure 25 : La reconnexion des zones UCTE 1 et UCTE 2 en 2004

Les institutions européennes, qui promeuvent la mise en place d'un marché libéralisé de l'électricité depuis 1996, insistent d'ailleurs sur les problèmes d'interconnexions ; ils nuisent à l'instauration du marché interne ouvert et compétitif de l'UE. L'Union Européenne fait même de l'augmentation des capacités de connexion et de l'expansion de l'aire synchrone de l'UCTE à l'Est et au Sud des priorités de sa politique énergétique, ce rapide survol historique montre bien à quelle point l'intégration des réseaux électriques s'est accélérée en Europe et dans son voisinage.

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Les extensions du système européen sont désormais davantage motivées par des raisons politiques et commerciales que par un objectif de sécurité énergétique. L'UCTE veille toutefois à ce que l'extension spatiale ne mette pas en danger la fiabilité et la sécurité du système. L'attention de l'organisation se porte tout particulièrement sur les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée dont une partie (Maroc, Algérie et Tunisie) est déjà connectée au système européen.

b) L'achèvement des réseaux nationaux au sud de la Méditerranée

La situation apparaît contrastée au Nord lorsqu'on s'y intéresse dans le détail, elle reste dans l'ensemble relativement homogène et elle se différencie nettement de celle des pays de la rive sud. Pour bien comprendre les écarts qui existent il faut rappeler que l'édification des réseaux ne s'est pas faite selon les mêmes temporalités au Nord et au Sud, elle a été plus tardive et plus incomplète au Sud, elle s'est développée en grande partie sous l'impulsion des multinationales étrangères, tout particulièrement européennes, dès le début des années 1900. A cette époque, comme les systèmes régionaux européens étaient de plus en plus chers à construire et à étendre, les marchés des pays du Sud, qui n'avaient pas encore atteint l'échelle régionale, sont apparus beaucoup plus rentables dans la logique financière des puissants holdings européens.

b-1) L'achèvement des réseaux Algérien

La situation était relativement semblable en Algérie où, avant la nationalisation de 1947, le réseau électrique était concédé à une trentaine de sociétés privées (soit des sociétés locales, soit des filiales) et la création de l'établissement public, Électricité et gaz d'Algérie, assurant la production, le transport et la distribution de l'électricité ont entraîné une restructuration profonde du secteur, sans pour autant réduire véritablement les inégalités d'accès à l'électricité. Les indépendances, conquises à partir du milieu des années 1950 ont donné une nouvelle impulsion au développement des réseaux d'électricité. L'accès à l'électricité est apparu comme un facteur de développement économique, social et culturel.

L'électrification est devenue le symbole du progrès et de la justice sociale après la période coloniale, ce fut notamment le cas en Algérie après l'indépendance de 1962. La Société Nationalisée Électricité et Gaz d'Algérie, devenue la SONELGAZ en 1969, a engagé de vastes programmes de développement des réseaux électriques financés par l'État qui

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

profitaient des ressources liées aux hydrocarbures. Cette œuvre d'électrification remarquable s'est opérée en suivant un Plan National d'Électrification à partir de 1979 et a associé l'État, les élus locaux et des sociétés publiques et privées du pays. Elle a permis de faire passer le taux d'électrification, qui est devenu un critère de performance pour les autorités, de 30% au milieu des années 1960 à 60% en 1979 [2]. En 2011, avec un taux de 97%, le pays pouvait considérer que l'électrification du pays était achevée. Cette œuvre nationale, condition nécessaire mais non suffisante du développement, a permis de réduire les inégalités d'accès à ce service de base.

b-2) L'achèvement des réseaux Marocain

Au Maroc, la Société Chrétienne d'Énergie a été créée en 1923, dès les débuts du protectorat français.

La politique nationale du Maroc a été beaucoup plus tardive, la première initiative gouvernementale a été la création en 1975 d'un fond spécial dédié à l'électrification rurale et destiné à renforcer et financer les réseaux gérés par l'Office National d'Électricité, alors que les réseaux se sont développés dans les centres urbains, les centres ruraux sont restés laissés pour compte, c'est pourquoi des programmes nationaux d'électrification rurale ont été lancés dans les années 1980 puis 1990. Le taux d'électrification rurale marocain restait encore bas en 1994, atteignant à peine 21% mais en 2009 atteignant à peine 96,5% [28] et en 2011 atteignant 97,4 % [36].

D'autant qu'avec la forte croissance démographique et économique que connaissent ces pays actuellement, les besoins sont appelés à croître rapidement. L'accès à des formes modernes d'énergie demeure dans beaucoup de zones rurales une des composantes essentielle de l'amélioration des conditions de vie et un facteur significatif de réduction de la pauvreté, de l'élévation du niveau d'éducation, de la limitation de l'exode rural et une force motrice indispensable aux activités économiques.

b-3) L'achèvement des autres réseaux

Les réseaux nationaux du sud de la Méditerranée, dont l'achèvement est finalement relativement récent, sont également entrés au cours des dernières années dans une logique de mise en cohérence et d'interconnexion, cette diversité des situations nationales rend plus complexe la question des interconnexions. Il n'existe pas encore, comme au Nord, une

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

armature de base en 400 kV et une fréquence unique sur l'ensemble des réseaux, tous les pays de la rive sud possèdent, à des degrés divers, un système de lignes hautes tensions à 220-230 kV, même si ce sont les lignes 60-150 kV qui sont les plus répandues. Plus rares en revanche sont les pays qui disposent d'une armature haute tension à 400-500 kV, c'est le cas de la Jordanie, de l'Algérie, de la Syrie, de la Libye et surtout de l'Égypte et du Maroc sauf La Turquie se distingue de ses voisins du sud dans la mesure où elle présente un système électrique proche de celui des pays de la rive nord : son réseau 400 kV est déjà bien développé et elle devrait rejoindre l'UCTE.

Les interconnexions sont beaucoup moins développées au sud qu'au nord de la Méditerranée où tous les pays appartiennent à un bloc unique, l'UCTE. La situation de la rive sud de la Méditerranée ressemble en fait assez à celle de l'Europe il y a quelques dizaines d'années, à l'époque où les interconnexions étaient faibles ou inexistantes, dans les premiers temps, des gains importants en matière de sécurité et de fiabilité sont attendus du développement des interconnexions et les échanges pourraient ainsi augmenter, s'appuyant en particulier sur des différentiels en matière de coûts de production de l'électricité. Plusieurs pays du sud et de l'est de la Méditerranée qui ont accès aux hydrocarbures à bas prix ont aussi pour objectif d'exporter de l'électricité vers les pays moins bien pourvus, y compris les pays européens.

2.2. Le développement des interconnexions au Sud

La rive sud est toujours fragmentée en plusieurs blocs qui ne sont pas encore reliés entre eux. On peut en distinguer trois blocs :

- ❖ Le bloc du sud-est méditerranéen,
- ❖ Le bloc du sud-ouest méditerranéen,
- ❖ Le bloc turc et les systèmes insulaires méditerranéens.

a) Le bloc du sud-est méditerranéen

Les trois pays de ce bloc sont déjà relativement bien interconnectés entre eux. Il existe trois lignes entre le Maroc et l'Algérie et cinq lignes entre l'Algérie et la Tunisie. La première ligne reliant l'Algérie à la Tunisie (90 kV) a été mise en service dès 1953, avant même l'indépendance de ces deux pays [25]. En 1954, une deuxième ligne à 90 kV est venue la compléter. Puis le développement des interconnexions internationales est tombé en sommeil,

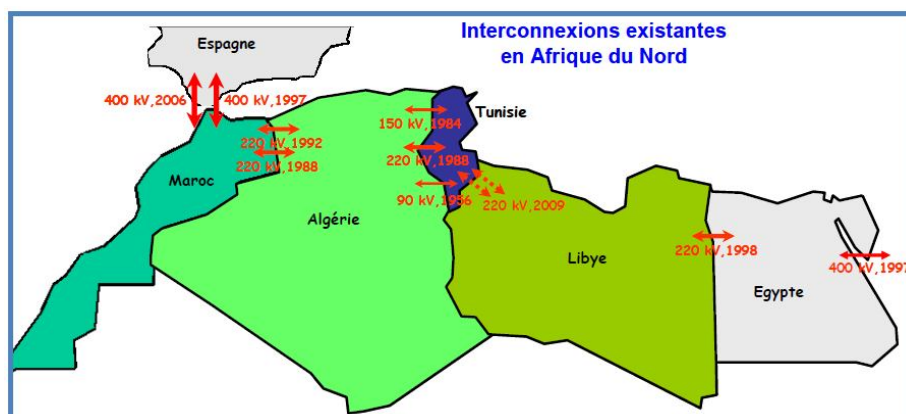
Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

la priorité étant sans doute donnée au développement des systèmes nationaux et à l'électrification rurale.

L'interconnexion des réseaux électriques procure des avantages significatifs tels que le secours instantané de puissance à chacun des réseaux, la réduction du coût de production par la mise en commun de la réserve tournante, les économies d'investissement. Les entreprises publiques de trois pays, l'office national de l'électricité (ONE, Maroc), la société nationale de l'électricité et du gaz (Sonelgaz, Algérie), la société tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG) ont créé, en 1972, le Comité maghrébin de l'Electricité (COMELEC). La Sonelec (Mauritanie) et Gecol (Libye) les ont rejoints. Le COMELEC a pour missions « de promouvoir et coordonner, à l'échelle maghrébine et vis à vis des institutions internationales, les relations sur les plan technique, économique, commercial, industriel, du management, de la formation et des relations sociales », avant même la création de l'Union du Maghreb Arabe (UMA) et a permis de favoriser la coordination entre les trois entreprises d'électricité. Cela a conduit, en dépit des différents politiques existant entre les États, à la réalisation de plusieurs lignes nouvelles.

- En 1980, une ligne à 220 kV a été ouverte entre l'Algérie et la Tunisie ;
- En 1984 ces deux pays ont mis en service une ligne à 150 kV.
- En 1988 marque une nouvelle étape avec la création de la première interconnexion (220 kV) entre l'Algérie et le Maroc. Elle a été complétée par une seconde ligne de même voltage en 1992.

La figure suivante montre les interconnexions électriques existantes en Afrique du nord



Source : Sophia Antipolis, infrastructures et développement énergétique durable en méditerranée : perspectives 2025, Plan Bleu 2009, centre d'activités régionales, 2009.

Figure 26 : Les interconnexions électriques existantes en Afrique du Nord

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Au cours de la décennie écoulée, les PSEM se sont engagés à relier leurs réseaux électriques [37]. Plusieurs interconnexions électriques sont déjà exploitées, développées d'abord dans une perspective d'échanges, de secours et de mise en commun des réserves de puissance. Cela a contribué à organiser l'entretien des réseaux et les délestages de solidarité et permis une harmonisation des règles d'exploitation et la mise en place de procédures pour l'échange d'information techniques nécessaires au bon fonctionnement des réseaux synchrones. Il reste que les échanges d'énergie se situent à un niveau limité, malgré leur progression et que l'interconnexion fonctionne bien en deçà de ses possibilités.

Les interconnexions électriques entre le Maroc, l'Algérie et la Tunisie ont joué un rôle très important dans la stabilité du réseau maghrébin et ont permis des échanges de secours mutuel¹[38], de même, l'interconnexion entre le Maroc et l'Espagne présente des avantages certains non seulement pour le réseau marocain, mais aussi plus largement pour le réseau interconnecté du Maghreb, elle a notamment permis de mettre à profit les opportunités d'échanges avec le marché espagnol à des prix compétitifs, notamment pour l'ONE. Avec la réalisation de la deuxième ligne, tous les pays du Maghreb peuvent désormais accéder au marché européen de l'électricité en faisant transiter l'énergie commercialisée par le réseau de l'ONE, moyennant une redevance de transport et une coopération Nord-Sud en matière d'échanges commerciaux d'énergie est donc rendue possible.

Le bloc du sud-est méditerranéen, qui regroupe le Maroc, l'Algérie et la Tunisie, est le seul à être connecté de façon synchrone au système de l'UCTE grâce à une liaison passant par Gibraltar.

Sur un plan géostratégique, les grands ouvrages constitués le câble électrique sous-marin Espagne - Maroc, sont le fruit d'une belle œuvre de coopération à l'échelle régionale et contribuent puissamment au renforcement des liens entre le Nord et le Sud de la Méditerranée.

b) Le bloc du sud-ouest méditerranéen

Le bloc du sud-est méditerranéen regroupe le système électrique de cinq pays (la Libye, l'Égypte, la Jordanie, la Syrie et le Liban) qui sont déjà connectés entre eux. L'Égypte, l'Irak, la Jordanie, le Liban, la Syrie et la Turquie ont mis en place un projet commun de

¹ Ahmed NAKKOUCH directeur général de l'ONE

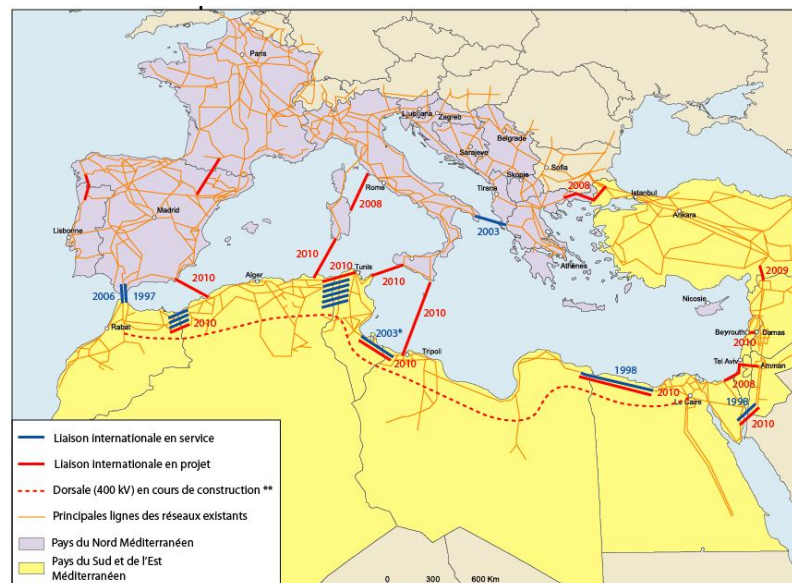
Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

développement des connexions électriques, le projet EIJLST. La Turquie a cependant choisi de se raccorder à l'UCTE, toutes les interconnexions mises en place entre ces pays participent de ce projet et dans cette partie de la Méditerranée, la première ligne transnationale a vu le jour dès 1972, entre le Liban et la Syrie, cette ligne de 225 kV a désormais une capacité de 200 MW [39]. En 1980, une ligne à 230 kV a été mise en place entre la Jordanie et la Syrie, il a ensuite fallu attendre 1997 pour qu'une nouvelle ligne voie jour. En partie sous-marine, elle reliait la Jordanie à l'Égypte (de Taba à Aquaba) et son voltage s'élevait à 400 kV pour une capacité de 550 MW. Le processus d'interconnexion s'est ensuite poursuivi puisqu'en 1998 la Libye et l'Égypte ont été connectées par une ligne à 225 kV, sa capacité commerciale est de 600 MW, mais elle est encore limitée à 180 MW pour des raisons techniques. En 2001, une deuxième ligne reliant la Jordanie et la Syrie, à 400kV cette fois, a été mise en service.

c) Le bloc Turc

Le bloc Turc est représenté par la Turquie (sans les petits systèmes isolés du sud du pays qui sont alimentés par l'Iran), il est raccordé à la Bulgarie par deux lignes à 400 kV, la première, d'une puissance de 2000 MW, est entrée en service en 2002 et une ligne de 400 kV relie aussi la Syrie à la Turquie depuis 2003. Des lignes existent enfin entre la Turquie et la Géorgie, l'Arménie, l'Irak ou l'Iran, bien qu'elles ne soient pas non plus en fonctionnement.

La figure 27 illustre parfaitement les interconnexions électriques en Méditerranée



Source : EL HABIB EL ANDALOUSSI, infrastructures et développement énergétique durable en méditerranée : perspectives 2025, les cahiers du plan bleu 6, mars 2010

Figure 27 : Les interconnexions électriques en Méditerranée

II. Les infrastructures envisagées pour faire face à la demande future

Les développements précédents permettent de prendre la mesure des efforts accomplis, de l'importance des travaux réalisés et des investissements financiers consentis pour mettre en place les infrastructures. Pourtant, ces infrastructures restent modestes par rapport aux projets en cours et en prévision. La tendance lourde est à la multiplication des projets d'infrastructure au Nord comme au Sud, des projets de grande taille qui intègrent une composante technologique ambitieuse. Dans cette partie sont détaillés les projets d'infrastructures électriques en cours de réalisation ou en prévisions pour faire face à la demande future en énergie.

Les interconnexions électriques sont encore largement incomplètes en Méditerranée. Nous sommes à l'heure actuelle dans une phase d'intégration des réseaux énergétiques méditerranéens au vaste réseau européen, ce qui se traduit par des défauts d'interconnexion, mais aussi par une abondance de projets qui, s'ils sont réalisés, devront permettre d'achever les boucles électriques méditerranéennes. La question des interconnexions au sud de la Méditerranée, un des grands enjeux énergétiques des prochaines décennies.

1. Les importants besoins en matière d'infrastructures électriques

Les réseaux sont déjà bien développés dans l'UCTE et l'UE, les défauts d'interconnexions ne sont pas absents et il existe certaines absences apparaissent aussi nettement. La Commission européenne souligne dans son livret vert que, malgré les efforts, le marché européen n'est pas encore achevé et qu'il reste marqué par l'empreinte des réseaux nationaux et le poids historique de quelques grandes compagnies nationales. Il existe au sein même de l'UE des goulets d'étranglement. Les progrès en matière d'interconnexions sont insuffisants ; des capacités physiques supplémentaires sont nécessaires pour permettre la réalisation du marché concurrentiel et unique. Le réseau de l'UCTE apparaît divisé en « blocs plus petits » : la péninsule ibérique, la France, l'Italie, le bloc allemand (Allemagne, Benelux, Suisse, Autriche), le bloc d'Europe centrale et la situation des pays du sud de l'UE pose un certain nombre de problèmes :

L'Italie, l'Espagne et la Grèce sont des péninsules insuffisamment connectées aux pays voisins, ils sont aux marges du réseau européen. L'Espagne et l'Italie ont en outre pour caractéristique d'être séparées du bloc continental par des chaînes de montagnes,

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

respectivement les Pyrénées et les Alpes. Si les reliefs montagneux n'ont pas empêché les échanges pluriséculaires, ils constituent toutefois un obstacle important au développement d'infrastructures électriques de grande taille. Les black-out italiens de 2003 rappellent l'importance du développement des réseaux électriques et d'une bonne coordination entre les différents opérateurs de réseau, 70% des exportations d'électricité de la Suisse vont vers l'Italie. Les opérateurs de ce pays contrôlent une partie essentielle des interconnexions permettant au voisin italien de satisfaire ses besoins. La coordination entre les deux pays n'est pourtant pas optimale et la Commission européenne a exprimé à plusieurs reprises son intérêt pour l'intégration de la Suisse dans l'Europe de l'énergie. Il faut ajouter aux difficultés techniques, le coût élevé de la construction de lignes très haute tension.

2. La boucle électrique méditerranéenne

Les imperfections du réseau nord méditerranéen, c'est surtout dans le voisinage sud-européen que les défauts d'interconnexion sont les plus criants. Le système électrique méditerranéen est divisé en plusieurs blocs rassemblant des États en connexion synchrone, mais ces blocs ne sont pas reliés entre eux, la connexion entre les blocs et la réalisation de la boucle méditerranéenne dépendent désormais de la mise en service de trois connexions supplémentaires :

- L'ouverture de la ligne entre la Tunisie et la Libye pour relier les blocs du sud-ouest et du sud-est européen.
- La mise en service d'une connexion entre la Grèce et la Turquie pour relier le réseau turc à l'UCTE et l'achèvement de la ligne entre la Turquie et la Syrie.
- La liaison Libye-Turquie, elle reste en suspend, en attendant que la connexion entre la Turquie et l'UCTE soit achevée.

L'idée de réaliser une boucle électrique méditerranéenne est apparue dans les années 1990. Face à la somme des projets individuels qui voyaient le jour dans la région, le système risquait d'être aussi vaste qu'inexploitable ; on a donc envisagé de coordonner les électriciens du bassin méditerranéens.

Le comité de liaison MEDELEC a été mis sur pieds en 1992 et une vaste étude sur le projet **MEDRING** a été réalisée entre 2001 et 2003, on désigne sous ce vocable l'étude menée sous la supervision du groupe Systmed (fut créé en 1992 sous l'égide du Comité des grands réseaux et des interconnexions internationales de l'Unipede, de Medelec, de Comelec et de

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

l'UCTE pour donner une vision d'ensemble aux différents projets d'interconnexion dans le Bassin méditerranéen).

Aujourd'hui encore, la réalisation de cette boucle reste un objectif fondamental, elle devrait permettre d'accroître considérablement les échanges d'électricité en Méditerranée et conduire à un marché commun de l'électricité. La boucle devrait en outre permettre de réduire les énormes investissements nécessaires à la satisfaction de la demande d'électricité et offrir la possibilité d'optimiser le système de production d'électricité.

La liaison Libye-Tunisie est un maillon essentiel de cette future boucle mais il n'est pas encore opérationnel :

- Deux lignes à 225 kV ont été construites entre les deux pays et achevées en 2003, l'une entre Medenine (Tunisie) et AbouKammech (Libye), l'autre entre Tataouine (Tunisie) et ElRouis (Libye).

La mise en service de ces deux lignes implique l'extension de la zone synchrone associant déjà l'UCTE et trois pays du Maghreb (Maroc, Algérie, Tunisie), elle irait alors jusqu'à la frontière de la Syrie et de la Turquie. Comme les systèmes libyen, égyptien, jordanien et syrien sont déjà interconnectés, la connexion Tunisie-Libye constituerait le véritable trait d'union entre l'UCTE et la quasi-totalité des pays du sud et de l'est du bassin méditerranéen. En 2005, un test de synchronisation a été réalisé et la connexion Tunisie-Libye provisoirement mise en service.

Le test a cependant dû être interrompu et la ligne Tunisie-Libye désactivée, à cause, des différences de fréquence entre les deux systèmes, d'importants flux d'électricité étaient apparus et avaient atteint un niveau critique, déclenchant le plan de protection visant à préserver les systèmes d'autre test a aussi engendré des dysfonctionnements au niveau des connexions Maroc-Algérie. Les déséquilibres ont été accentués par le fait que les réseaux d'Afrique du Nord et du Proche-Orient sont liés les uns aux autres, ce qui a fait porter tout le poids des variations du flux d'électricité sur quelques lignes stratégiques. Il existe deux solutions possibles :

- ✓ Mettre en place une connexion asynchrone, en courant continu.
- ✓ Conserver l'indépendance des pays, notamment en termes de fréquence ou de voltage.

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Cela éviterait une difficile coordination des systèmes et la propagation des incidents. La création d'une connexion asynchrone ne marquerait ni la fin de la boucle méditerranéenne, ni un coup d'arrêt au développement d'un marché de l'électricité commun et le fonctionnement de système Nordel (le système des pays scandinaves) prouve qu'un marché électrique est possible avec des interconnexions en courant continu.

3. Le potentiel d'échange électrique à valoriser entre l'UE et MENA

Les échanges entre pays méditerranéens sont limités et gagneraient sans doute à être fortement développés car le potentiel est grand. Les échanges d'électricité entre l'Europe et ses voisins sont appelés à croître fortement et devraient atteindre 110 à 180 TWh par an en 2030 [25] selon l'étude ENCOURAGED².

(Le projet ENCOURAGED : vise à identifier et à évaluer le potentiel des corridors énergétiques les plus intéressants entre l'UE et les pays voisins).

L'étude montre aussi la nécessité économique et stratégique de développer plusieurs corridors électriques vers l'Europe. Elle identifie trois corridors d'échange principaux :

- un corridor entre l'Europe et les pays de l'Est,
- un corridor entre sud-est de l'Europe et la Turquie
- un corridor entre l'Europe et l'Afrique du Nord.

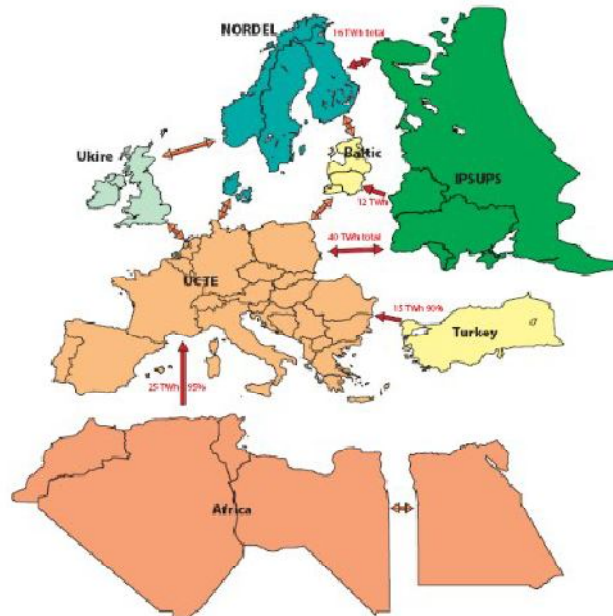
Elle met enfin l'accent sur la nécessité de développer les connexions avec les « îles électriques » méditerranéennes et sa place dans les échanges électriques de la région qui devrait donc se renforcer si les infrastructures adaptées sont développées.

D'importantes exportations d'électricité en provenance de Turquie sont attendues, avec une capacité de 2000 MW sera nécessaire à court terme, pourtant la seule connexion existante ne fonctionne pas à l'heure actuelle, pour des raisons techniques. Sur le long terme, une capacité d'échange de 5000 MW en courant alternatif semble économiquement optimale. Réaliser quatre nouvelles lignes électriques entre la Turquie et l'UE supposerait cependant 300 millions d'euros d'investissement.

² Le projet ENCOURAGED (Energy Corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen)

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

La figure suivante montre de manière schématique les échanges d'électricité en Europe en 2030.



Source : Encouraged, CESI

Figure 28 : Les échanges d'électricité en Europe en 2030

Les capacités d'échange d'électricité entre l'Afrique du Nord et l'UE sont aujourd'hui de l'ordre de 800 MW et le taux d'utilisation de ces capacités, qui varie entre 90 et 100%, suggère que leur développement pourrait être très avantageux. Selon ENCOURAGED, il pourrait être intéressant d'atteindre 5000 MW d'ici 2030, pour cela il faudrait réaliser quatre lignes hautes tension en courant continu entre l'Afrique du Nord et l'Europe.

L'Investissement serait énorme, de l'ordre de 2 milliards d'euros, à cela s'ajoute le fait que l'augmentation des échanges d'électricité avec l'Afrique du Nord dépend fortement des réalisations en matière de capacités de production et de la mise en place de mécanismes d'échanges transfrontaliers avec les partenaires. Les opérateurs de réseaux nationaux et les différents États semblent intéressés par le développement de nouvelles interconnexions comme le montre plusieurs projets à l'étude, cependant l'ampleur des investissements et leur impact possible sur les prix de l'électricité soulèvent de nombreuses réticences. Une connexion entre Chypre et la Turquie (500 MW) et entre Malte et l'Italie (300 MW) pourraient être réalisées avec profit d'ici 2030.

III. Les projets d'interconnexions électriques et de renforcement du réseau

Le réseau continental européen a atteint sa maturité et ne peut être développé qu'à la marge, cela n'empêche pas les opérateurs de réseaux européens de continuer à renforcer les systèmes ; les projets de développement des lignes existantes ou de construction de nouvelles lignes sont d'ailleurs nombreux dans l'UE. Ils concernent surtout la connexion des péninsules européennes aux pays voisins (connexion France-Espagne, Autriche-Italie, Grèce) et le développement des lignes dans les Balkans (Slovénie, Croatie, Serbie, Monténégro et Macédoine). Comme les infrastructures sont globalement bien développées en Europe, les électriciens du Nord s'intéressent désormais de plus en plus aux interconnexions avec les pays du voisinage.

Dans le même temps, l'achèvement des réseaux sud-méditerranéens permet aux électriciens de l'autre rive de porter davantage leur attention sur les lignes internationales, le développement des échanges et la constitution du marché régional de l'électricité. Cet intérêt convergent des électriciens du Nord et du Sud pour les interconnexions transnationales est à l'origine des nombreux projets qui ont vu le jour en Méditerranée, il en existe à l'heure actuelle une vingtaine. La région entre dans une phase d'intégration plus poussée, amorcée dès les années 1990, on notera que plusieurs lignes transnationales déjà été réalisées mais restent à l'état de projet puisqu'elles n'ont pas encore été mises en service, pour des raisons à la fois techniques et politiques : liaison Tunisie-Libye, Turquie-Grèce ou ligne Syrie-Turquie.

Les autres projets peuvent être regroupés en trois grandes catégories : les projets visant à renforcer les interconnexions en Afrique du Nord, de l'Égypte au Maroc (projet ELTAM) ; les projets visant à créer de nouvelles lignes hautes tensions en courant continu entre Nord et Sud et enfin les projets visant à renforcer les interconnexions au Moyen-Orient et à l'est de la Méditerranée.

1. MEDRING

MedRing est une association des partenaires qui regroupe les régulateurs de l'énergie de vingt pays de la Méditerranée, dont l'Algérie, le Maroc, Israël, la Grèce, la Turquie ou l'Égypte. Elle promeut un cadre de régulation transparent, stable et harmonisé au travers d'une coopération forte entre les États du bassin méditerranéen, dans les métiers de la production,

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

du transport et de la distribution d'électricité, du financement d'infrastructures, des services à l'économie du changement climatique.

Sur la rive sud, on estime qu'un approvisionnement sûr et efficace en électricité est un ingrédient essentiel pour la croissance. Au Nord, les pays de l'UE considèrent l'Afrique du Nord comme un point privilégié de diversification pour les besoins d'énergie de l'Europe, non seulement grâce aux sources conventionnelles (réserves gazières et pétrolières en Algérie, Égypte et Libye) et au développement des énergies renouvelables (solaire et éolien).

Au cours des années écoulées, plus de 55 millions d'euros ont été alloués, dans le cadre du programme MEDA, pour appuyer l'intégration graduelle des marchés euro-méditerranéens de l'énergie et la BEI ont consenti des prêts à concurrence de 2 milliards [26] d'euros pour des projets d'infrastructures énergétiques dans la région, dans ce contexte, le projet *MedRing* apparaît fondamental, il s'agit de relier les réseaux électriques de l'Espagne jusqu'à la Turquie, en passant par le Maroc, l'Afrique du Nord et les autres pays arabes. À partir de la Turquie, le réseau se ferme en boucle sur le réseau européen, via la Grèce ou la Bulgarie [40].

1.1) L'autoroute électrique Espagne-Maroc-Algérie-Tunisie

Dans le cadre des perspectives d'augmentation des échanges et de la préparation de l'intégration du marché maghrébin au marché européen, il y a lieu de noter le développement d'une autoroute en 400 kV Espagne-Maroc-Algérie-Tunisie avec un renforcement des réseaux internes en 400 kV et une augmentation envisagée de l'interconnexion Maroc-Algérie par le rajout d'un troisième câble de 700 MW, faisant passer la capacité des deux câbles de 1400 MW à 2100 MW.

En plus des interconnexions déjà existantes, principalement au Maghreb, celles reliant l'Espagne au Maroc, la Libye à l'Égypte, l'Égypte à la Jordanie et la Syrie à la Jordanie et au Liban, ont été mises en service plus récemment. A cela s'ajoutent les principaux projets en cours et qui concernent les liaisons en 400 kV des pays d'Afrique du Nord et aussi les interconnexions de la Tunisie à la Libye et puis de la Tunisie à l'Algérie, de l'Algérie au Maroc, de l'Algérie à la Libye et de la Syrie à la Turquie.

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

1.2) Le projet ELTAM (Égypte, Libye, Tunisie, Algérie, Maroc)

Les pays du Maghreb ont aussi renforcé les interconnexions électriques entre ces eux, en créant une dorsale électrique à 400 kV et augmentant ainsi la capacité d'échanges. Cela devrait faciliter l'intégration de leurs marchés électriques respectifs. L'étude a été réalisée entre 2000 et 2004 et le projet est déjà en cours de réalisation. La mise en place de cet axe à 400 kV se fait progressivement et devrait être achevée entre 2010 et 2015.

Concernant les *interconnexions électriques au Maghreb*, l'Algérie joue un rôle croissant dans le développement des grands réseaux de transport d'électricité dans l'espace méditerranéen. Les échanges avec les pays voisins de la rive sud, le Maroc, la Tunisie et la Lybie sont en plein essor et font partie des plans de développement. Pour les interconnexions Algérie-Tunisie, on dénombre actuellement quatre interconnexions, dont la première remonte à 1952. Celles-ci seront renforcées par une 5^{ème} liaison en 400 kV, dont la mise en service est prévue pour 2010.

En ce qui concerne avec le Maroc, les réseaux algérien et marocain, interconnectés depuis 1988, sont raccordés par deux lignes 225 kV, elles ont été mises en service respectivement en 1988 et en 1992. Deux lignes en 400 kV – la première mise en service en 2006 et la seconde en octobre 2009.

Compte tenu des avantages évidents des interconnexions, l'Algérie et le Maroc ont procédé à l'extension de ces réseaux très haute tension, par la réalisation d'une 3^{ème} interconnexion de 400 kV mise en service récemment (en fin d'année 2009). Aux termes de ces réalisations, la capacité de transit serait portée à 1200 MW. Ceci contribuera, non seulement à l'amélioration des échanges électriques entre les pays du Maghreb, mais également à la constitution d'un premier jalon pour le futur marché Maghrébin de l'électricité.

En effet, ces interconnexions constituent un préalable essentiel à l'émergence d'un marché régional de l'électricité. Le passage au palier 400kV donne effectivement un nouveau rôle commercial aux interconnexions électriques entre les pays du Maghreb.

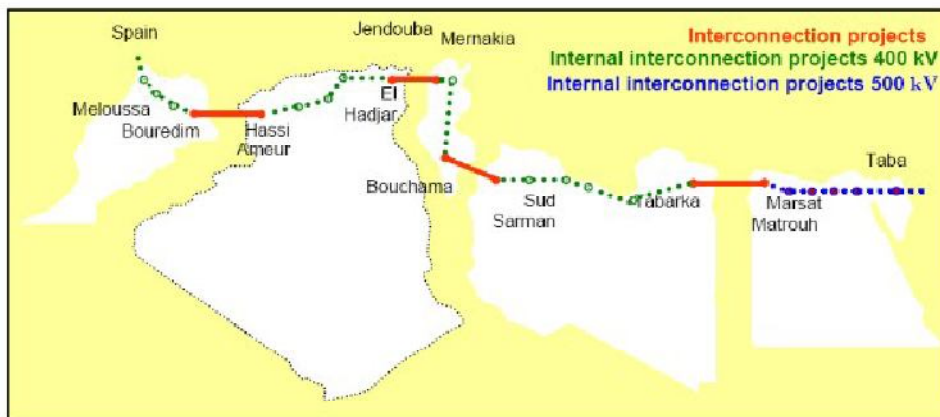
L'expérience des interconnexions entre la Libye, la Tunisie, l'Algérie et le Maroc d'une part et entre le Maroc et l'Espagne d'autre part constitue aujourd'hui un appui précieux pour

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

les travaux relatifs à la construction d'un marché euromaghrébin. En ce qui concerne la Libye, une interconnexion électrique Algérie- Libye est en cours d'étude.

L'Algérie et la Tunisie sont connectées par quatre lignes à 90 kV et à 220 kV ainsi qu'une ligne 400 kV, mise en service en 2006. La dorsale en 400 kV qui traverse le Maroc, l'Algérie et la Tunisie fonctionne actuellement en 220 kV et son passage en 400 kV est prévu d'ici l'avenir. L'interconnexion Libye-Tunisie a été achevée en 2003 avec deux lignes en 225 kV.

Entre la Tunisie et la Libye, une première tentative de connexion permanente a été faite en 2005. Elle visait à mettre en synchronisme tous les pays européens et les pays du Sud du Maroc à la Syrie. Cette tentative a dû être abandonnée en urgence, car on se dirigeait vers un incident grave dans les pays du Maghreb. Les analyses *a posteriori* ont mis en évidence des infrastructures de transport insuffisantes et des systèmes de contrôle/commandes pas assez performants et cohérents dans les différents pays du Sud. La mise en place des remèdes est en cours et lorsque ce travail sera achevé, un test sera effectué, qui se déroulera, cette fois, en deux étapes : la connexion à l'UCTE de la seule Libye, puis, un ou deux jours après, celle de tous les autres pays, comme le montre la figure suivante :



Source : Sophia Antipolis, infrastructures et développement énergétique durable en méditerranée : perspectives 2025, Plan Bleu 2009,

Figure 29 : Le projet ELTAM (Projet d'interconnexions électriques en 400 kV en Afrique du Nord)

1.3) L'interconnexion des PSEM Projet «EIJLLST»

Les pays arabes ont constitué sous l'égide de la Ligue des États arabes, l'Union arabe des producteurs et distributeurs d'électricité qui essaie de promouvoir un grand projet

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

d'interconnexion des réseaux électriques des pays membres, et éventuellement la Turquie financé par le FADES³ pour un montant estimé à 6 milliards de dollars [41].

Dans les PSEM, en particulier, un des projets d'infrastructure électrique clé est l'*EIJLLST* dont certaines lignes sont déjà opérationnelles : la liaison 400 kV Égypte-Jordanie, la ligne 400 kV Jordanie-Syrie et la ligne 220 kV Libye-Égypte, ces intercommunications existantes seront augmentées et renforcées dans le cadre du projet *EIJLLST*, qui prévoit l'interconnexion des pays du Maghreb avec l'Égypte et la Libye, avec les pays du Moyen-Orient la Syrie, la Jordanie, le Liban, l'Irak et la Palestine ainsi qu'avec la Turquie. Alors que le Liban, l'Irak et la Palestine ne font pas partie du projet *MEDRING*, l'interconnexion Turquie-Syrie sous *EIJLLST* en est un élément essentiel.

Les 124 km de la liaison 400 kV Syrie-Turquie ont été achevés en 2003, les essais de l'interconnexion sont prévus en 2010 pour une connexion au système continental européen (réseau UCTE) en 2011.

Les pays du Maghreb sont déjà reliés en courant alternatif à l'Espagne, mais il reste le bloc (Libye-Egypte-Jordanie-Liban-Syrie) pour lequel il faudra encore de nombreux essais et dont la connexion avec l'Europe sera de toute façon postérieure, ces interconnexions sont un élément indispensable à la construction du marché euro méditerranéen de l'électricité.

La Turquie, la Grèce et tous les pays de l'ex-Yougoslavie seront "les ponts" entre les réseaux électriques des Balkans et la boucle méditerranéenne. D'ici la fin de projet, la plupart des PSEM seront interconnectés grâce à une "boucle électrique" méditerranéenne, reliée au réseau européen.

Les études engagées confirment la faisabilité d'un système électrique euro-méditerranéen synchronisé, mais la concertation se poursuit au sein du comité méditerranéen de l'électricité (Medelec) à l'effet d'étudier son opérationnalité et de définir un cadre de cohérence au sein duquel chaque opérateur, tout en respectant les règles communes, préservera la liberté de ses choix pour le développement de son propre système.

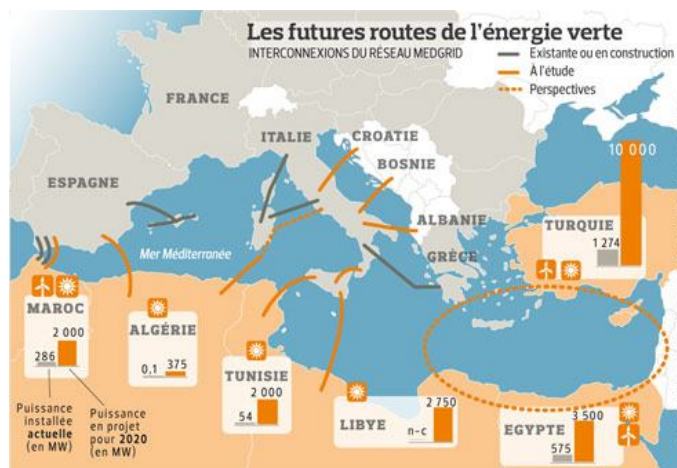
Les projets futurs dans les PSEM visent à constituer un nouveau corridor 400/500 kV du Maroc à l'Égypte pour permettre d'augmenter les échanges électriques. D'autre part, depuis le

³ Fonds arabe du développement économique et social

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

début des années 2000, des études sont engagées afin d'examiner la possibilité d'effectuer des transferts énergétiques importants entre le Sud et le Nord, en particulier entre l'Algérie et la Libye d'une part, l'Europe d'autre part, sous forme électrique, par câbles sous-marins HVDC.

Avec le doublement de l'interconnexion Espagne-Maroc, les deux rives de la Méditerranée sont déjà interconnectées avec deux câbles, elle sera renforcée à l'avenir avec les projets d'interconnexion entre la Turquie et la Grèce, mais également avec les projets de lignes (CCHT à l'étude) entre l'Algérie et l'Espagne, l'Algérie et l'Italie, la Tunisie et l'Italie, et la Libye et l'Italie. Ci-après est donnée une synthèse des projets d'interconnexions électriques permettant de compléter la boucle électrique méditerranéenne et aussi le renforcement des interconnexions UCTE-Sud&Est Méditerranéen, comme l'illustre la figure suivante :



Source : l'Econews "signature d'un protocole de coopération", sept 2013, Sonelgaz -Medring

Figure 30 : Les interconnexions électriques en Méditerranée

1.4) Les projets de câbles électriques sous-marins à courant continu

a) Les projets de développement des interconnexions au sud-est de la Méditerranée

Au sud-est de la Méditerranée on trouve plusieurs projets ayant des statuts différents. Certains méritent tout particulièrement d'être évoqués, entre l'Égypte et la Libye, la connexion déjà établie devrait passer à 400 kV tandis qu'une deuxième connexion, également à 400 kV, pourrait être construite d'ici 2015, et entre l'Égypte et la Jordanie, une seconde ligne sous-marine en courant continu doit être créée, ce qui permettra d'atteindre une puissance de 1100 MW. La capacité des connexions qui existent actuellement entre le Liban et la Syrie et entre la Syrie et la Jordanie, seront doublées à l'avenir, il existe aussi un projet visant à connecter l'Égypte à la bande de Gaza par une connexion à 220 kV, une seconde connexion en projet

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

fonds marins à cet endroit (1900 m) ; des progrès techniques devront être réalisés pour rendre possible ce projet [37].

Entre l'Algérie et le Sud de la Sardaigne, une autre étude de faisabilité a été réalisée en 2004 pour un câble de 500 à 1000 MW de capacité à 400 kV [42]. Deux solutions ont été envisagées : une connexion directe entre l'Algérie et l'Italie et une connexion indirecte joignant l'Algérie à l'Italie en passant par la Sardaigne.

- La première solution semble compromise en raison de l'extrême profondeur de la Méditerranée (2000 m).
- La deuxième solution paraît plus crédible même si on est face au même problème technique.

L'investissement est moins important (200 à 600 millions d'euros) et les pertes d'énergie plus limitées. Un consortium rassemblant des compagnies électriques algériennes et étrangères est né en 2005 pour permettre le financement, la réalisation et l'exploitation des deux projets vers l'Espagne et l'Italie.

Une étude de faisabilité évaluant la pertinence d'un projet de connexion Tunisie-Italie d'une puissance de 600 MW a été achevée en 2006, cette ligne, qui pourrait être terminée, coûterait près de 400 millions d'euros, enfin, une étude de faisabilité pour une ligne Libye-Italie vient également d'être achevée.

Enfin, une étude pour l'interconnexion électrique Libye-Italie a été achevée en mai 2007. C'est une liaison de deux Cette liste de projets est impressionnante par l'ampleur des infrastructures à réaliser, l'importance des moyens à mettre en œuvre, le montant des investissements et par les défis qu'ils engagent sur le plan politique et géostratégique à l'échelle d'une région ou d'un continent, voire de deux continents. Si sur le plan technologique, il n'y a pas d'impossibilité majeure¹, il reste à évaluer chacun des projets par rapport à d'autres solutions éventuelles, plus économiques et surtout, plus respectueuses des défis environnementaux.

Le développement des infrastructures est nécessaire pour répondre aux besoins croissants de la région mais il est souvent présenté comme étant la solution unique aux questions énergétiques. Or, si les infrastructures sont utiles, elles ont aussi un impact environnemental fort et, compte tenu de leur durée de vie et de leur capacité à « sculpter » la demande, elles engagent la région sur le long terme.

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Ces infrastructures, outre le fait d'intensifier les échanges commerciaux d'énergie électrique, permettront :

- Améliorer la sécurité d'approvisionnement,
- Assurer la liberté de circulation de l'électricité entre les pays ;
- Améliorer la compétitivité des opérateurs utilisateurs d'énergie ;
- Optimisation des ressources et utilisation plus efficace des ouvrages ;
- Meilleur champ pour la concurrence (résultant en baisses des prix) ;

1.5) Objectif de l'étude

a) Objectif général : Ainsi, l'actualisation de MEDRING vise à prendre en considération :

- Les nouveaux développements en matière de politique énergétique de l'UE notamment le paquet 20-20-2020 (les pays membres doivent à l'horizon 2020, présenter une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie et améliorer de 20 % leur ratio d'efficacité énergétique), les objectifs du Plan Solaire Méditerranéen ainsi que les bénéfices additionnels liés à la réduction des GES et au commerce d'électricité verte ;
- L'option de la technologie à courant continu comme une variante notamment pour des liaisons haute tension nord-sud à courant continu ;
- La création d'un marché de l'énergie euro-méditerranéen ainsi que les options d'échange d'énergie sous l'empire de l'article 9 de la Directive sur les sources d'énergie renouvelables.

b) Objectifs spécifiques : De manière plus spécifique, l'étude devra, entre autres, vérifier :

- Éviter un développement trop lent de l'énergie solaire la non exploitation des opportunités d'exportation vers le Nord ;
- L'infrastructure par le transport des quantités d'électricité solaire ;
- Le développement substantiel des énergies renouvelables à long terme ;

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

2. Les énergies renouvelables, un coup de fouet pour MedRing

Le projet de boucle électrique méditerranéenne a été conçu au début des années 1990, alors que la production électrique dans les pays méditerranéens, et notamment dans le Sud, provient surtout des sources fossiles, il est évident que la place faite récemment aux énergies renouvelables ne peut que donner un coup de fouet supplémentaire à *MedRing*.

D'importants projets ont été lancés, ils concourent au même objectif : promouvoir l'exploitation du potentiel d'énergie solaire et éolienne existant dans la zone MENA, et prévoir l'exportation vers l'Europe d'une partie de l'électricité produite ; ce qui conforte l'intérêt de la boucle méditerranéenne. C'est le cas du *Plan solaire méditerranéen (PSM)* et de l'initiative *DESERTEC* [40].

2.1. Le plan solaire Méditerranée

Le plan solaire Méditerranéen est l'un des projets - phares de l'UE pour la Méditerranée. Il vise à accroître l'utilisation des énergies renouvelables et renforcer l'efficacité énergétique dans la région. Il permettra ainsi de limiter les émissions de gaz à effet de serre et de réduire la vulnérabilité du système énergétique de chaque pays et de la région dans son ensemble.

Les principaux objectifs du PSM sont :

- La construction de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone, et notamment solaire, dans les pays du pourtour méditerranéen, d'une puissance totale de 20 GW à l'horizon 2020, avec des investissements estimés pour la première à 44 milliards d'euros ;
- La consommation d'une partie de l'électricité produite par le marché local et l'exportation d'une partie de la production vers l'UE, afin de garantir la rentabilité des projets ;
- La réalisation d'efforts significatifs pour maîtriser la demande d'énergie et augmenter l'efficacité énergétique et les économies d'énergie dans tous les pays de la région ;

Le PSM complète l'action de l'UE, en contribuant au développement des énergies renouvelables et du commerce d'électricité verte dans toute la région euro - méditerranéenne, le PSM contribue à la réponse à apporter aux défis de la croissance de la demande énergétique et à la lutte contre le changement climatique, aussi bien dans le cadre du paquet législatif énergie - climat de la Communauté Européenne que des objectifs des autres pays membres de l'UPM.

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

2.2. DESERTEC

Desertec est le nom d'un concept éco-énergétique de grande envergure qui prévoit l'exploitation du potentiel énergétique des déserts afin d'approvisionner durablement toutes les régions du monde en électricité [43]. Le concept Desertec fut développé à l'origine par la Coopération transméditerranéenne pour l'énergie renouvelable (TREC pour Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation), aujourd'hui connue sous le nom de Fondation Desertec, qui vit elle-même le jour en 2003 sous les auspices du Club de Rome et du Centre national de recherche sur l'énergie en Jordanie (NERC). Les « pendants » industriels de la fondation sont respectivement la Dii GmbH (fondée sous le nom de *Desertec Industrial Initiative*) [44].

Desertec vise à la fois à répondre en grande partie aux besoins des pays producteurs d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient, et à couvrir jusqu'à presque 20 % de la demande d'électricité en Europe. Le montant des investissements est colossal : 400 milliards d'euros pour satisfaire 15 à 17 % de la demande européenne en électricité à l'horizon 2050.

Les activités de l'initiative industrielle Dii, de même que celles du consortium français Medgrid, ont pour toile de fond le Plan solaire méditerranéen qui vise à développer l'utilisation des énergies renouvelables et à renforcer l'efficacité énergétique, les deux organisations ont d'ailleurs signé un protocole d'accord en novembre 2011 à Bruxelles. Les domaines de coopération comprennent l'échange d'informations, la mise à jour des progrès réalisés, l'évaluation conjointe des synergies potentielles, et les efforts conjoints de l'Europe, du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord pour obtenir un cadre réglementaire plus favorable pour le marché des énergies renouvelables.

Interrogé par la presse algérienne lors de la réunion du Conseil UE - Maghreb, en 2010 à Alger, le commissaire européen à l'Énergie a déclaré que la Commission européenne soutenait *Desertec*, projet qui, dit-il, «*appartient à notre économie et est initié et financé par de grandes entreprises privées allemandes, espagnoles, italiennes ; mais qui nécessite un soutien technique des pouvoirs publics*». Seulement, il estime que «*tout reste à faire dans ce financement privé parce que l'intérêt doit être public*». Il conditionne la réalisation par «*la mise en place d'un cadre législatif, réglementaire et institutionnel, adéquat dans les pays du Maghreb*». De tels projets nécessitent des moyens de transport de l'électricité solides entre le

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Sud et le Nord de la Méditerranée. On estime à 6 GW la capacité de transfert générée par *MedRing* lorsque le bouclage complet et les nouvelles liaisons sous-marines envisagées auront été achevés.

Les principaux projets visent à démontrer la faisabilité de l'exportation d'électricité d'origine solaire issue du désert vers l'Europe :

- En 2011, le consortium Dii signe un accord de coopération avec MASEN (Moroccan Agency for Solar Energy) portant sur la mise en œuvre d'un projet solaire à grande échelle au Maroc.
- Un accord est signé en avril 2011 entre STEG Énergies Renouvelables, filiale de la Société tunisienne de l'électricité et du gaz STEG, et l'initiative Dii portant sur une étude de faisabilité pour de grands projets d'énergie solaire et éolienne d'un volume de 1000 MW en Tunisie.
- En 2011, Sonelgaz, la Société nationale de l'électricité et du gaz en Algérie, et l'initiative industrielle Dii, décident de coopérer afin de renforcer les échanges d'expertise technique, d'examiner des voies et moyens pour l'accès aux marchés extérieurs et promouvoir conjointement le développement des énergies renouvelables en Algérie. Dans le cadre de cet accord, une étude de faisabilité est menée portant sur un projet de référence potentiel d'un volume total de 1000 MW.
- En 2012, l'Association des gestionnaires des réseaux électriques méditerranéens (Med-TSO) est créée avec à sa tête Monsieur Noureddine Boutarfa, PDG de Sonelgaz. La création de cette association est considérée comme un véritable tournant dans la conduite et le renforcement des relations entre les opérateurs électriques des deux rives de la Méditerranée.
- En 2012, Dii publie l'étude stratégique « Desert Power 2050 » qui démontre qu'un réseau électrique intégré de type SuperGrid avec l'Europe, l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient, alimenté à 91 % par des énergies renouvelables (53 % d'éolien, 16 % d'électricité thermosolaire, 9 % de gaz naturel, le reste entre l'hydro, la biomasse et les autres énergies renouvelables).

a) Les sept facteurs-clés de succès

Le projet "pharaonique", selon le terme de BearingPoint, est ambitieux et ses obstacles restent nombreux :

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

- ✓ La faisabilité technique du projet, le risque d'instabilité politique au sud de la Méditerranée ou encore les conditions de son financement.
- ✓ Le coût total est estimé à 400 milliards d'euros par le Centre allemand de recherche aérospatiale [45].

Alors pour rendre le projet "économiquement viable" et financer plusieurs milliards :

- ✓ Si le taux de rentabilité de Desertec attendu par le DLR "est de 15% d'ici 2020/2030", il reste encore à "améliorer" ce niveau de rentabilité d'ici là en "attirant et rassurant les investisseurs".
- ✓ Si les technologies du solaire restent chères, le cabinet préconise avant tout de privilégier l'innovation technologique dans les pays du sud "pour diminuer les coûts infinie.
- ✓ Côté technologies : l'optimisation des optiques et des fluides caloporteurs des panneaux solaires thermiques constitue "de nouvelles pistes d'innovation", tout en soulignant que la technologie solaire thermodynamique (CSP) privilégiée par la fondation Desertec "a déjà fait ses preuves aux USA et en Espagne".
- ✓ Autre défi technique : la réduction de la consommation d'eau des systèmes à concentration, vitale en zone aride.
- ✓ Des améliorations limitant l'usage de l'eau (système de refroidissement hybride, à sec ou à eau dessalée) existent mais au détriment du rendement électrique et sont également plus chers.

b) Les Technologies

b.1) Centrale CSP (type cylindro-parabolique)

La technologie thermique solaire à concentration (CSP selon le sigle anglais, « Concentrated solar power ») est l'une des technologies au cœur de la révolution technologique de demain, devant apporter la plus importante contribution à la réduction des gaz à émissions de serre (GES).

b.2) Centrales solaires photovoltaïques

Cette technologie utilise des matériaux semi-conducteurs, généralement du silicium, qui ont la capacité de transformer directement la lumière du soleil en électricité. C'est ce qu'on appelle l'effet photovoltaïque, contrairement aux centrales solaires thermodynamiques, la production

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

d'électricité dans les centrales solaires photovoltaïques n'a lieu que pendant les heures d'ensoleillement.

b.3) L'éolien

Le vent est une autre source d'énergie disponible en abondance en Europe, en Afrique du Nord et au Moyen-Orient. Ainsi, le concept Desertec prévoit également la construction de parcs éoliens terrestres ou en mer. Une telle installation de production électrique se compose de plusieurs éoliennes, dont les pâles permettent de transformer l'énergie cinétique (énergie que possède un corps du fait de son mouvement) du vent en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie électrique grâce à un générateur.

c) L'arrêt de projet DESETREC

c.1) Les risques pour la stratégie solaire du projet DESETREC

Le vaste projet de production d'énergies renouvelables en Afrique du Nord et au Moyen-Orient «Desertec» connaît un revers : suite à la mésentente entre différents partenaires privés, la fondation responsable a choisi de se séparer du consortium industriel DII. Pour autant, le projet ne serait pas arrêté, mais il est à la recherche de nouvelles collaborations.

Dès son lancement, Desertec a été considéré par certains observateurs comme mort-né du fait de ses difficultés techniques et d'un montage financier colossal. Pourtant, il présentait des potentialités importantes, notamment pour résoudre la question de la dépendance aux énergies fossiles.

Desertec a été bouleversé par le Printemps arabe. L'instabilité en Tunisie et en Égypte a restreint le champ des pays réceptifs au Maroc. Les bailleurs de fonds se sont d'ailleurs largement intéressés au Royaume puisque la Banque mondiale soutient activement les plans solaire et éolien marocains en 2010. Ces derniers visent l'installation de 4 GW de capacités de production électrique d'ici à 2020, réparties de façon égale entre les technologies éolienne et solaire, pour un investissement total de plus de 100 Mds de DH.

Ne disposant que de ressources limitées, le Maroc dépend à 97% de l'extérieur pour ses besoins en énergie. Doté d'une ressource solaire importante, avec un niveau d'ensoleillement d'une moyenne de 300 jours par an, le pays a également des zones désertiques propices aux centrales solaires à concentration (CSP, technologie d'avenir).

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

La stratégie solaire marocaine devrait permettre au pays de réduire sa facture énergétique importée et aussi de vendre une bonne partie à l'Europe qui sera son unique client.

c.2) L'effet de la crise

Instabilité régionale, crise économique européenne, difficultés de la filière, Desertec cumule les handicaps.

Créé en 2009 par la fondation éponyme, le consortium européen, Desertec Industrial Initiative (DII). Son objectif majeur est d'installer 2 GW de centrales solaires et éoliennes en Afrique du Nord et au Moyen-Orient d'ici à 2050, dont une partie doit être exportée afin de couvrir 15 % des besoins énergétiques européens. Séduisant sur le papier, ce projet pharaonique à horizon lointain se heurte cependant aujourd'hui à de nombreux obstacles sur le terrain. A commencer par le contrecoup de la crise économique en Europe.

En effet, certains pays partenaires, comme l'Espagne et l'Allemagne, affichent désormais d'autres priorités. En plein marasme, Madrid a ainsi dû ajourner, en novembre 2012, sa participation au premier projet de centrale thermosolaire de 150 MW au Maroc, le faisant du coup échouer. Évalué à 600 millions d'euros - sur un total de 400 milliards d'euros pour les ambitions de Desertec-, ce programme n'a pas survécu aux discussions complexes sur le partage des coûts entre les différents pays [46].

c.3) Le projet de l'espoir

Il est à rappeler que la première phase de la centrale solaire d'Ouarzazate, sera la plus importante réalisée au monde avec une capacité de production de 160 MW. Elle s'intègre au sein d'un complexe solaire qui s'étend sur 3.000 ha et qui disposera d'ici 2016-2017 d'une capacité de production globale de 500 MW. L'Office national de l'électricité et de l'eau potable (ONEE) accompagne le projet par le raccordement de la centrale au réseau électrique national, ainsi que par l'approvisionnement du complexe en eau industrielle et potable. Ce projet, mené par MASEN (Moroccan Agency for Solar Energy), est le point d'orgue de la stratégie énergétique du Royaume, lancée en 2009 et visant à porter à 42% la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique du Maroc à l'horizon 2020. Le Maroc veut que le projet ait des effets d'entraînement sur les autres activités, notamment l'industrie locale et le transfert de savoir-faire.

Le pays a franchi plusieurs étapes pour la concrétisation du programme. Il est prévu la participation de 200 entreprises dans le projet afin d'étudier les configurations technologiques, d'élaborer les schémas institutionnels et de financement et d'enclencher le processus de pré-qualification des développeurs pour la conception, la construction, l'exploitation, la maintenance

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

et le financement des centrales. Ainsi 19 groupes internationaux ont été pré-qualifiés pour la réalisation de la centrale d'Ouarzazate.

c.4) Le Royaume du Maroc bénéficiaire de l'expertise de Desertec

La Déclaration de Paul Van So P-DG de DII sur le lancement de la construction d'une centrale solaire à Ouarzazate : «Nous sommes ravis d'assister au lancement de la construction de la première usine de 160 MW de l'énergie solaire. Cet événement marque un jalon important non seulement dans le développement du plan solaire marocain ambitieux, mais aussi dans sa transition du concept à la réalité, le développement d'actifs de production d'énergie renouvelable à l'échelle des services publics dans la région MENA». Dans ce cadre une étude de stratégie énergétique prévoit que d'ici 2050, la demande marocaine en électricité domestique pourrait atteindre 130 t Wh. En plus d'une forte dépendance aux énergies fossiles, le Royaume importe 20% de sa consommation d'électricité. Selon l'étude de DII, les différents projets vont créer une croissance interne et de nouveaux postes d'emploi.

Résumé du projet

1. Aperçu général du projet : Le Projet de Centrale Solaire de Ouarzazate – Phase I permet au Maroc de répondre à ses engagements nationaux et internationaux. En effet, il fait partie du Plan solaire marocain qui a été élaboré dans le cadre de la stratégie énergétique du Maroc. A une échelle plus large, il s'insère dans le Plan d'Investissement pour l'énergie solaire concentrée (CSP) de la Région Moyen Orient et Afrique du Nord (MENA). Ce Plan d'investissement a été préparé avec les pays de la région sous l'égide de la BAD et de la Banque Mondiale. Il permettra aux pays participants de profiter de leurs ressources solaires pour contribuer à la lutte globale contre les effets du changement climatique tout en augmentant sensiblement la capacité mondiale de CSP installée. La réalisation de ce projet est un pas important vers la concrétisation de l'ambition clairement exprimée du Maroc de maîtriser la production à grande échelle de l'énergie solaire en vue de diversifier ses sources d'énergie, de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de créer une industrie locale capable d'offrir au programme solaire des intrants manufacturés localement. Il est attendu du programme solaire marocain qu'il crée des emplois domestiques. A terme, il permettrait au Maroc de vendre à l'Europe de l'énergie renouvelable à des tarifs rémunérateurs et en devises ; ce qui aura des conséquences positives sur sa balance commerciale.

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

2. Évaluation des besoins : Le Royaume du Maroc a adopté en 2009 une nouvelle stratégie énergétique dont l'un des piliers est de développer le potentiel national d'énergies renouvelables en portant la part de celles-ci dans son mix énergétique de 33% en 2009 à 42% en 2020. Par ailleurs, le Maroc est caractérisé par une évolution moyenne de la demande en énergie électrique de 6% par an [47]. Cette évolution est le fait de la croissance démographique et des besoins de développement économique du pays. Il s'y ajoute aussi l'engagement du Royaume à atteindre le taux d'électrification universel.

3. TRANSGREN

La France travaille à la constitution d'un consortium d'entreprises chargé de développer un réseau de lignes sous la mer, afin d'acheminer l'électricité renouvelable produite en Afrique vers l'Europe. Ce projet, baptisé Transgreen qui s'inscrit dans le cadre du projet Plan solaire méditerranéen (PSM), rassemble des producteurs d'électricité, des gestionnaires de réseau électrique et des fabricants de matériel électrique à haute tension. Placé sous l'égide de la première compagnie électrique de la région, EDF, le consortium comprend notamment le gestionnaire du réseau électrique français RTE et des compagnies de fabrication de matériel électrique, telles qu'ALSOM.

L'initiative Transgreen anticipe le volet transport des deux grands projets de production d'électricité renouvelable au Sud de la méditerranée et en Afrique initiés actuellement et dont une partie serait exportée vers l'Europe : le Plan solaire méditerranéen et l'initiative Desertec.

Ces projets (*PSM, DESERTEC, TRANSGREEN*) apparaissent comme intéressants et utiles, ils ne peuvent avancer que dans le cadre d'un ensemble global et cohérent et non comme des projets concurrents, leur objectif étant le même : exploiter le potentiel d'énergies renouvelables du Sud pour produire de l'électricité et en transporter une partie vers le Nord.

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en Méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Conclusion

Le développement des infrastructures d'alimentation électrique constitue un élément clé de la réduction de la pauvreté et contribue de manière significative à l'atteinte des objectifs de développement. Cette situation s'explique essentiellement par l'absence d'une politique pertinente d'électrification et par le manque d'engagement de la part des pouvoirs publics d'allouer suffisamment de moyens en vue du renforcement de l'accès à l'électricité. Il y a cependant actuellement une forte prise de conscience de la problématique à l'origine des programmes d'électrification.

Nous croyons que les routes énergétiques qui sont mises en place et qui relient le Sud et le Nord, créent une interdépendance qu'il est nécessaire de mettre à profit, dans un esprit de complémentarité, car elles offrent des opportunités commerciales pour les deux rives. Elles sont le chemin vers la concrétisation d'un partenariat économique mutuellement bénéfique notamment en termes de coopération technologique et de transfert de technologie.

De toutes ces considérations il ressort que la complémentarité énergétique entre les pays du Maghreb et l'Europe, pourrait être réalisée par une intégration des réseaux électriques maghrébins et européens. Moyennant un développement plus soutenu des interconnexions dans le cadre d'une démarche stratégique qui viserait à accroître les échanges d'énergie électrique et de mettre en place un marché Maghreb - Europe de l'électricité. Toutefois, il reste des défis à relever par ces pays compte tenu la complexité du projet, notamment en matière de législation qui reste un pré requis pour la mise en place d'un marché.

A cet effet, la réalisation des infrastructures permettant la possibilité d'effectuer des transferts énergétiques importants entre le Sud et le Nord, en particulier entre le Maghreb et Moyen Orient d'une part et l'Europe d'autre part, sous forme électrique, par câbles sous-marins CCHT, est indispensable. Ces projets d'interconnexions ont besoin d'une attention particulière de l'Union Européenne et d'un soutien financier approprié. La réalisation de ces projets permettra de mettre en connexion l'Europe avec le réservoir potentiel infini d'énergie solaire au Sud. Ce qui pourrait assurer pour toute la région, à très long terme, une sécurité d'approvisionnement basée sur la constitution d'un robuste réseau électrique.



Chapitre 5
Le Marché électrique
en Algérie

Introduction

L'accès à l'électricité et au gaz constitue un enjeu majeur du développement social et économique en Algérie.

L'entrée en vigueur de la Loi sur le secteur de l'énergie, la situation a profondément changé avec la restructuration de l'opérateur historique qui détenait jusqu'alors tous les attributs du secteur. On a assisté à la création de trois filiales métiers :

- SPE : SONELGAZ, production de l'électricité,
- GRTE / GRTG : filiale de transport de l'électricité / filiale de transport du Gaz

D'autres événements majeurs ont suivi, notamment :

- L'éclatement de la distribution en quatre filiales de compétences régionales,
- La création de l'opérateur du système (OS)
- La mise en place de l'autorité de régulation (CREG).

Dans ce chapitre nous décrivons la croissance de la consommation et la hausse vertigineuse des besoins électriques qui montrent la nécessité de créer des installations de production conséquentes. Ces conditions devraient militer en faveur d'une certaine attractivité du marché algérien notamment dans le domaine de la production électrique.

Il nous a paru utile d'intégrer, dans ce chapitre, la situation générale du pays en termes d'investissement dans le domaine des énergies renouvelables. En effet, malgré la spécificité du secteur, les investissements en matière de production électrique n'en reste pas moins régis par les mêmes règles et objectifs de rentabilité que les autres, qui dans leur ensemble, exception faite peut-être des investissements dans les hydrocarbures, ne font que rarement appel aux capitaux étrangers.

Il ne s'agit pas de dresser une situation précise mais de faire une description objective de l'environnement général dans le pays. On essayera de dégager les points focaux, les négatifs autant que les positifs pour qu'ensuite on puisse disposer de la matière nécessaire pour formuler des propositions à même de permettre l'émergence d'une véritable concurrence dans le secteur électrique.

I. La situation actuelle et prévisions en Algérie

Le secteur électrique Algérien est régi par la loi du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations qui consacre l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence et à l'investissement privé. Une restructuration du secteur a été opérée avec comme résultat la création de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) et la modification des statuts de L'opérateur historique SONELGAZ.

Le Décret présidentiel n° 02-195 a transformé la Société Algérienne de l'Électricité et du Gaz en une société par actions (Sonelgaz SPA) [48]. Aujourd'hui, 100% du capital social de la Sonelgaz appartient à l'État. Ces changements ont abouti à une séparation des activités Production, Transport et Distribution de l'énergie électrique et la création de plusieurs entreprises pour la gestion du secteur.

Actuellement, Algérie compte 5 opérateurs pour la production de l'électricité :

- Sonelgaz Production Electricité (SPE) qui détient 70% de la production nette (6535 MW), les 30% (2855 MW) [27] restant de la production nette sont répartis entre producteurs indépendants qui sont :
 - ❖ Sharikat Kahraba Skikda (SKS),
 - ❖ Sharikat Kahraba Oua Ma Arzew (KAHRAMA),
 - ❖ Sharikat Kahraba Berrouaghia (SKB),
 - ❖ Sharikat Kahraba hadjrat Ennous (SKH),

- Un Gestionnaire du Réseau de Transport Électrique (GRTE) : Les infrastructures de transport sont sous la responsabilité du GRTE, il est chargé de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau.

- Un Opérateur du Système Électrique (OS) (Dispatching) : La conduite du système est assurée par l'OS chargé de la coordination du système de production - transport de l'électricité et veille en particulier à l'équilibre permanent entre l'offre et la demande. Son rôle est avant tout d'assurer la sécurité de fonctionnement du réseau interconnecté.

- Un opérateur du marché (OM), chargé de la gestion de l'équilibre offre / demande d'électricité. Son rôle est essentiellement de recueillir les offres de vente, les offres d'achat, et de faire l'adéquation entre ces offres et de communiquer à tous les

acteurs du marché les résultats de cette adéquation. Il s'agit d'une organisation de marché de type Bourse Volontaire.

- Quatre (04) Entreprises régionales de Distribution : Sonelgaz Distribution d'Alger (SDA), Sonelgaz Distribution Centre (SDC), Sonelgaz Distribution Est (SDE), Sonelgaz Distribution Ouest (SDO),
- Un Gestionnaire du Réseau de Transport Gaz (GRTG) pour le marché intérieur ; le propriétaire du réseau de transport gaz dédié à l'exportation la Sonatrach.

Actuellement, la Sonelgaz est le seul fournisseur d'électricité (produite par Sonelgaz ou par des producteurs indépendants), activité qu'elle exerce à travers de ses filiales de distributions. Cependant, la régulation permet par décret, l'approvisionnement des clients éligibles par des fournisseurs indépendants. C'est le cas de la centrale hybride (gaz naturel - CSP) de Hassi R'mel qui commercialisera son produit à la Sonatrach.

Tous les clients non éligibles sont alimentés par les sociétés de distribution à des conditions tarifaires fixées par la CREG. Pour ce qui est des clients éligibles les prix sont fixés dans les contrats commerciaux, Le Tarif d'utilisation du réseau transport électrique par les clients éligibles est fixé annuellement par la CREG.

1. La demande d'électricité et ses prévisions

1.1. L'évolution de la demande électrique en Algérie

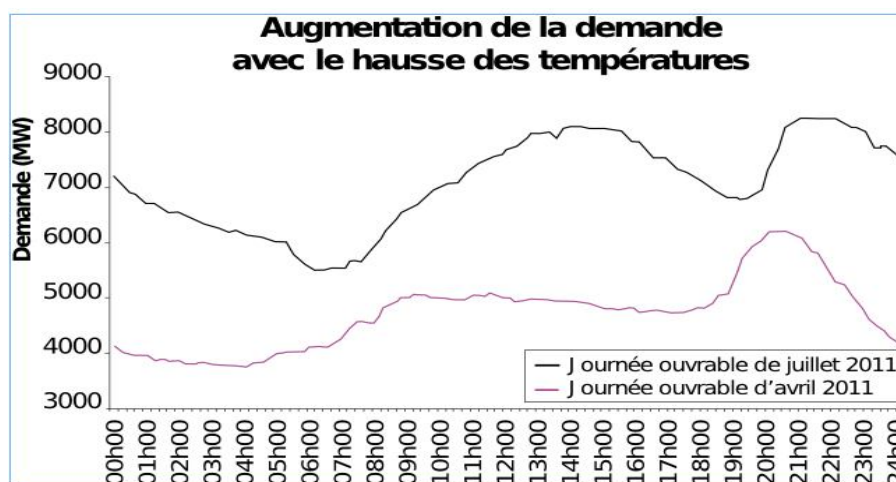
Au début du mois d'août 2011, la demande algérienne d'électricité a atteint un record de 8 746 MW (mégawatts), en enregistrant une hausse d'environ 1 000 MW par rapport au pic d'été de l'année précédente, soit l'équivalent d'une centrale électrique de forte puissance. Cette forte augmentation de la demande d'électricité est une conséquence directe du changement des habitudes de consommation, notamment du fait de l'utilisation système de climatisation et conditionnement. Cela se manifeste également par le déplacement de la pointe de consommation de l'hiver vers l'été.

La hausse de la demande de capacités de production et aux retards accusés dans le renforcement de l'infrastructure ont conduit à l'exploitation du système électrique aux limites, dégradant ainsi la qualité de service rendu aux clients. Cet été, la satisfaction de la demande n'a pas toujours été assurée et le recours à des délestages de charge a été parfois

nécessaire. Ces coupures ont particulièrement affecté la région sud-est du pays, suscitant le mécontentement de la population.

Selon l'AIE, la part de l'énergie électrique a représenté en 2009 17,3 % de la consommation mondiale (Key world energy statistics International Energy Agency IEA).

L'électricité est indispensable pour l'être humains et le développement économique. Vu son nécessité, il est vital pour un pays d'assurer l'accès à ce bien et de garantir la continuité de sa fourniture. Du fait de son état non stockable, l'offre doit pouvoir satisfaire la demande à tout moment. Le système électrique est, en quelque sorte piloté par la consommation. En Algérie, ces dernières années, la hausse des températures en été se traduit par une surconsommation pouvant aller jusqu'à plusieurs centaines de MW comme le montre la figure suivante qui compare la consommation journalière d'une journée ouvrable de juillet à une journée similaire d'avril.



Source : CDER

Figure 32 : L'augmentation de la demande avec la hausse des températures

La balance offre-demande doit être assurée à tout moment dans les meilleures conditions coût et sécurité. A cet effet, il est nécessaire de définir :

- A très long terme, les choix en matière de filières de production et l'établissement d'une bonne vision de la politique énergétique ;
- A moyen et long terme, les choix relatifs à la construction d'équipements pour les besoins de pointe pour les besoins de base ;
- A très court terme, un programme de maintenance efficace ainsi que la conduite.

La préparation de ces décisions nécessite, pour chacun de ces horizons, une description précise des perspectives d'évolution de la demande d'électricité. D'une manière générale, la consommation d'électricité varie en fonction des paramètres suivants :

- La consommation et ses trois cycles : annuel, hebdomadaire et journalier,
- Les variations économiques, sociales et démographiques : prix, taux d'occupation des logements (TOL), équipement en matériels (réfrigérateurs, TV, climatisation, ventilation...)
- La température dont les variations se traduisent par des modifications de l'utilisation du chauffage électrique en hiver ou de la climatisation en été.

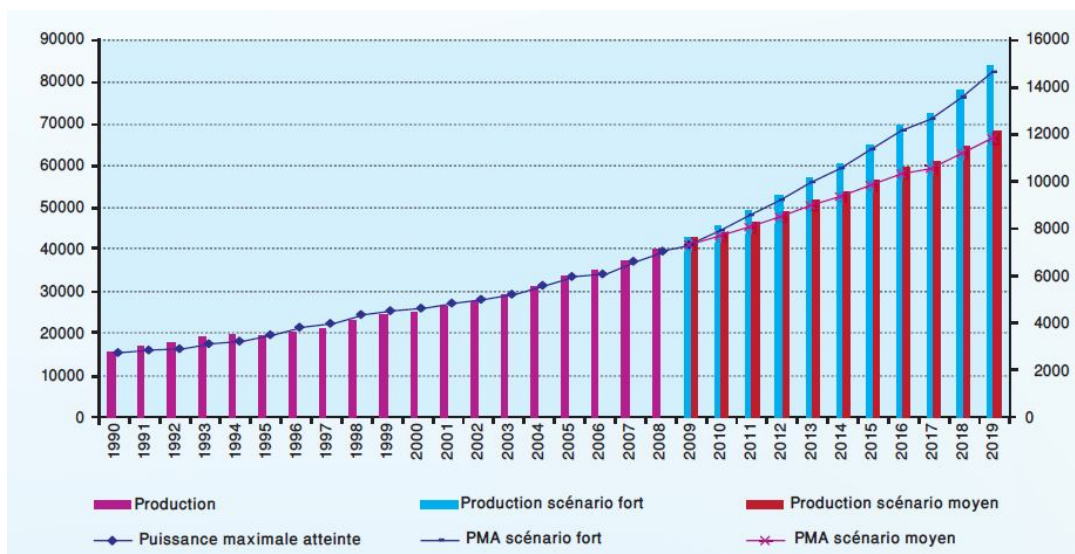
1.2. Les prévisions de la demande électrique

En Algérie, la réglementation décrit la méthodologie utilisée pour l'élaboration des prévisions de la demande électrique réalisée par la CREG. Elle fixe notamment les facteurs déterminants à prendre en compte tels que la population, le PIB (produit intérieur brut), le TOL, les taux d'équipement des ménages ou encore la température.

L'évolution de la demande d'électricité à moyen et à long terme et identifie les moyens de production nécessaire. Pour affirmer la satisfaction des besoins, il nécessite la mobilisation à moyen et à long termes de toutes les ressources énergétiques renouvelables et alternatives.

Les prévisions de la demande sont établies en tenant compte des hypothèses relatives aux taux de croissance de la population, celui d'occupation des logements du PIB.

La figure suivante donne à la fois l'historique et les prévisions de la demande d'électricité pour la période 1990 - 2019.



Source : Programme indicatif des besoins en moyens de production de l'électricité 2010-2019

Figure 33 : L'historique et prévision de la demande (production GWh et PMA MW)

2. La production et consommation électrique

2.1. La production

Pour l'année 2011, la production totale d'énergie électrique a atteint 48 871,8GWh contre 45 172,5 GWh en 2010, soit une évolution de 8,2%, comme le montre le tableau 5 suivant :

Tableau 5 : La répartition de la production par type des centrales

1- Par Type de Production	Production (GWh)	Structure (%)
Turbine Vapeur	9 653,7	19,8
Cycle Combiné	15 701,3	32,1
Turbine Gaz	22 055,3	45,1
Hydraulique	378,2	0,8
Diésel	463,9	0,9
Centre Hybride	618,7	1,3
Production Totale	48 871,8	100

Source : synthèse à partir du : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12
Document de la Direction générale de la stratégie et de la prospective (DGSP), sonelagz 2011

Dans les trois tableaux suivants 6, 7,8, nous reprenons les principales informations concernant le secteur de la production électrique.

Tableau 6 : La répartition de la production par producteur

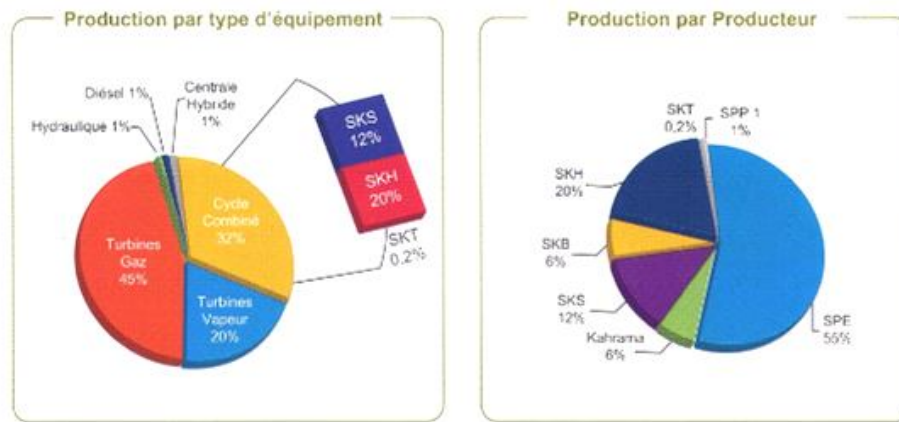
2- Par Producteur	Production (GWh)	Structure (%)
SPE	26 846,6	54,9
Kahrama	2 671,1	5
SKS Skikda	5 828,8	11,9
SKB Berrouaghia	3 033,5	6,2
SKH Hadjret Ennous	9 794,4	20,0
SKT Terga	78,1	0,1
SPP1	618,7	1,3
Production Totale	48 871,8	100

(*) y compris la production de CIVITAL (0,6 GWh)

Source : synthèse à partir du : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12
Document de la Direction générale de la stratégie et de la prospective (DGSP),sonelagz,2011

Depuis l'introduction de la loi, Sonelgaz n'est plus le seul opérateur autorisé à produire de l'électricité, cependant, il est important de préciser qu'il n'existe pas encore de producteurs indépendants totalement privées en Algérie.

La figure suivante montre la production par type d'équipement et par producteur



Source : synthèse à partir du : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12 Document de la Direction générale de la stratégie et de la prospective (DGSP), sonelagz, 2011

Figure 34 : La production par type d'équipement et par producteur

Toute la production thermique (vapeur et gaz) est assurée par le gaz naturel d'origine local. Les autres sources primaires d'énergie (le fuel) sont utilisées comme sources de secours (en particulier dans le nord du pays) ou comme source principale dans les régions du sud (qui ne sont pas du reste interconnectées au réseau national).

L'augmentation de la production du a la Mise en exploitation de la centrale hybride (solaire – gaz) de Hassi R'Mel qui entre en exploitation fin 2011, a une capacité de production de 150 MW dont 120 MW produits à partir du gaz et 30 MW à base d'énergie solaire [49]. Elle a été réalisée dans le cadre d'une joint – venture de droit algérien, dénommée Solar Power Plant One (SPP1), entre NEAL et la société espagnole Abener, pour un investissement de 350 millions de dollars. Implanté dans la région de Tilghemt, à 25 Km au nord du complexe industriel de Hassi R'Mel, cette centrale couvre une superficie de 152 ha dont 18 ha servent d'assiette à l'installation des équipements. Le choix du site d'implantation de ce mégaprojet énergétiques dans la région de tilghemt répond plusieurs facteurs, notamment la proximité du champ gazier de Hassi R'Mel, la disponibilité des installations de traitement de gaz et ensoleillement de la région, avec près de 3000 heures par an. La mise en marche de cette centrale marque le lancement effectif du Programme National des Énergies nouvelles et renouvelables approuvé en février 2011,

La puissance totale installée du parc de production est de 11 389,8 MW pour l'année 2011 contre 11 331,9 MW en 2010, soit un rythme de croissance de 0,5% (57,9%).

L'augmentation a concerné :

- La mise en service de la centrale TG de KABERTENE le 17/07/2011 à hauteur de 31,3 MW
- La mise en service de plusieurs groupes diésel totalisant 26,7 MW

Tableau 7 : La puissance installée par type d'équipement et par producteur

1- Par Type d'équipement	Production (GWh)	Taux d'acc. (%)
Turbine Vapeur	2 487,0	-
Cycle Combiné	2 052,0	-
Turbine Gaz	6 351,7	0,5
Hydraulique	227,6	-
Diésel	271,6	10,9
Totale Général	11 389,8	0,5

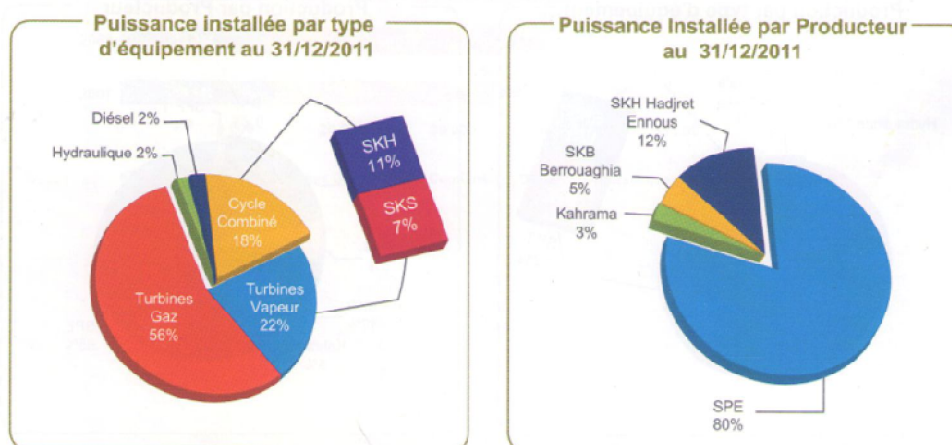
Source : synthèse à partir du : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12 Direction générale de la stratégie et de la prospective (DGSP), sonelagz (SPE)-2011-

Tableau 8 : La répartition par propriété

1- Par Producteur	Production (GWh)	Structure (%)
SPE	8 503,8	74,7
Kahrama	345,0	3,0
SKS Skikda	825,0	7,2
SKB Berrouaghia	489,0	4,3
SKH Hadjret Ennous	1 227,0	10,8
Production Totale	11 389,8	100

Source : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12, sonelagz, 2011

La figure suivante montre la puissance installée par type d'équipement et par producteur



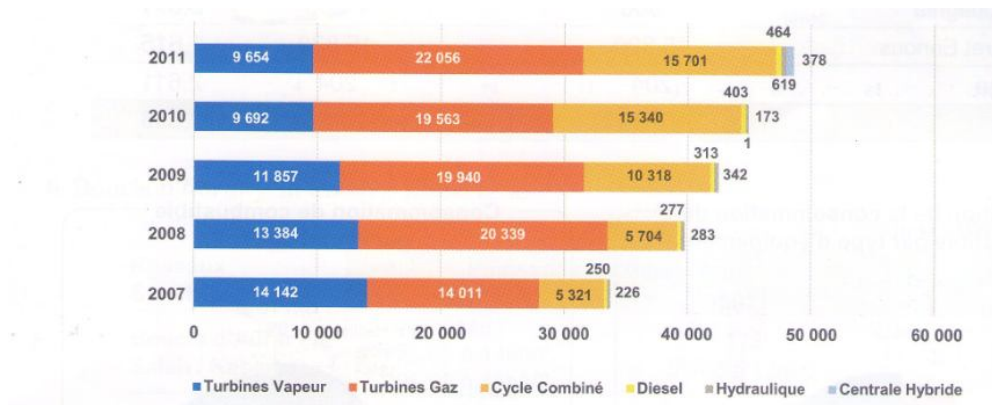
Source : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12 sonelagz 2011

Figure 35 : La puissance installée par type d'équipement et par producteur

On notera que, si par le passé, la législation imposait un monopole étatique sur la génération électrique (cédé à SONELGAZ), la réforme introduite depuis la promulgation de la Loi 02-01 du 05 Février 2002 a ouvert totalement le secteur de la production électrique.

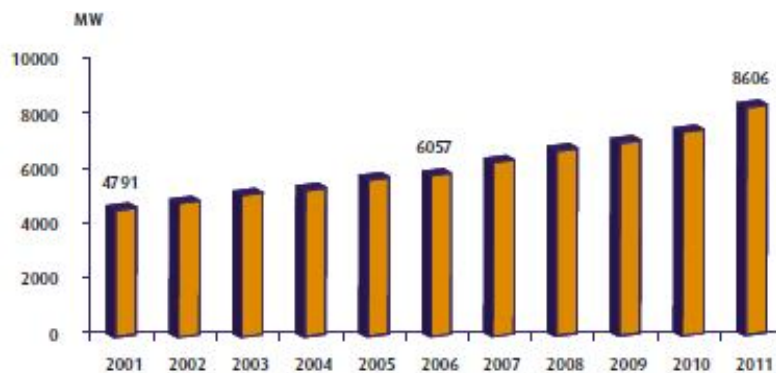
La loi prévoit des autorisations de production à des producteurs indépendants : Kahrama-Arzew, SKS-Skikda, SKB-Berrouaghia et SKH-Hadjret Ennousse. Ces producteurs détiennent 18% de la capacité totale installée en Algérie en 2010. On note que la capacité totale installée est de 11 389,9 MW dont 8 503,8 MW de SPE et 2886,1 MW appartiennent aux producteurs indépendants déjà cités. Cependant, il est important de préciser qu'il n'existe pas encore de producteurs indépendants totalement privés en Algérie. En effet, SONELGAZ contrôle une partie du capital de ces producteurs indépendants.

D'autre part, L'analyse de la puissance installée par type de centrale pour 2011 fait ressortir une production thermique (gaz, vapeur dominante, avec une part de 78% de la production totale. La filière Diesel contribue avec une part de 2%, l'hydraulique avec 2%. En revanche, on peut signaler la production de plus en plus importante de la filière cycle combiné avec 18% de la production nationale, cette production est réalisée par les producteurs indépendants SKS (Sharikat Kahraba Skikda) et SKH (Sharikat Kahraba Hadjrat Ennousse). La production des centrales hydrauliques a fortement augmenté, de 47,75% par rapport à l'année 2010, tandis que le diesel a augmenté de 28,7% par rapport à 2010.



Source : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12, sonelgaz 2011

Figure 36 : L'évolution annuelle de la production par type d'équipement (GWh)



Source : rapport d'activité 2011, Commission de régulation de l'électricité et du gaz CREG

Figure 37 : La puissance maximale appelée 2001 - 2011

En fin, étant donnée la croissance des besoins nationaux en énergie électrique et la volonté des pouvoirs publics de garantir l'approvisionnement du marché en électricité, l'effort d'investissement dans les capacités de production ainsi que l'amélioration de la qualité de service se poursuivra certainement.

Une timide ouverture commence à être observée avec l'arrivée d'investisseurs privés, mais cela reste néanmoins tout à fait marginal dans le contexte algérien. Les raisons en seront examinées plus loin.

Aussi, le secteur de la production électrique reste totalement dominé par l'opérateur historique.

Les premiers producteurs d'électricité indépendants mettant fin au monopole de sonelgaz sur la production et la distribution d'électricité en Algérie, la loi du 5 février 2002 a permis de lancer les premiers projets de producteurs indépendants d'électricité (IPP) [50]:

- SPE : 100 % SONELGAZ
- La société SKS : société ad hoc créée pour développer le projet de centrale électrique de 825 MW de SKIKDA, et détenue à 20% par SNS Lavalin, 80% étant répartis entre Sonatrach, Sonelgaz et AEC;
- SKB : 51 % SONELGAZ, 49 % Sonatrach
- La société SKH : détenue à 51% par le consortium canado-émirati SNC Lavalin-Mubadala, et à 49% par l'AEC pour la construction et l'exploitation de la centrale de Hadjret Ennous de 1200 MW;
- La société Kharama : dont l'américain Black & Veitch 5 % du capital et les sociétés algériens SONELGAZ 46.5 % et Sonatrach 48.5 %, ont réalisé une usine combinée de production d'électricité et de dessalement d'eau de mer à Arzew.
- AEC : (Algérien Energy Company, société mixte Sonatrach/Sonelgaz) recherche des partenaires pour montrer de nombreux autres projets. A moyen terme, AEC ne limite pas ses ambitions au territoire algérien et n'exclut pas de moter des projets dans d'autres pays notamment dans le bassin méditerranéen.

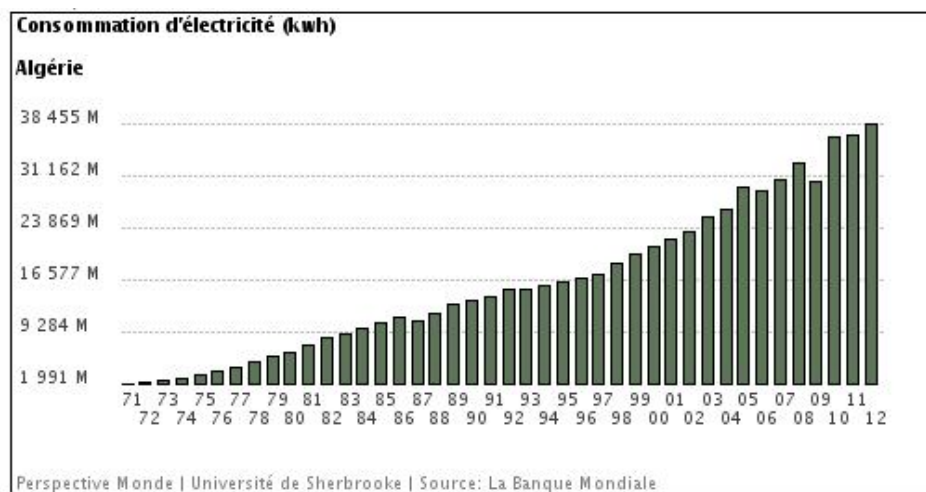
L'analyse de la structure patrimoniale de ces entités dévoile une position dominée par les deux sociétés SONELGAZ et Sonatrach, en incluant la participation de leurs filiales et leur partenariat commercial "AEC". La réforme du secteur a coïncidé avec une relance soutenue de la consommation (plus de 7 % de croissance). Cette situation s'est traduite par un besoin d'investissement important et varié.

La production électrique par ressources dites renouvelables – en particulier le solaire – demeure timide malgré les promesses qu'offrent cette ressource et les encouragements des pouvoirs publics.

2.2 La consommation

Évolution Pour l'ensemble de la période 1971-2010, on enregistre une moyenne annuelle de 14 960 550 054,4. C'est en 2010 qu'on enregistre le plus haut niveau (36 402 000 000) et c'est en 1971 qu'on enregistre le plus bas niveau (1 991 000 000).

Le changement enregistré entre la première et la dernière année est de 1728%. Sur la base de ces informations, on peut estimer qu'en 2015 une forte consommation. Cette prévision présente un niveau de fiabilité élevé puisque les variations des 39 années présentent une structure relativement linéaire, comme le montre la figure suivante :



Source : La Banque Mondiale -2012-

Figure 38 : La consommation d'électricité (KWh)

3. Le transport de l'électricité

Bien avant la séparation de la maison mère, le transport, qui accusait un retard important en terme d'infrastructure, a été l'objet d'un vaste programme de renforcement, de mise à niveau et de modernisation du réseau qui s'est traduit par un niveau d'investissement et une mobilisation de moyens considérables.

En effet, le réseau de transport connaissait des contraintes importantes de par sa configuration géographique des conditions normales. Ces difficultés à expédier la production à satisfaire clients en énergie et le transit international.

À court terme, il est attendu que toutes les contraintes que connaît le transport et que les transits s'effectuent dans des conditions idéale. C'est d'ailleurs une condition implicite de

la Loi pour que le futur marché d'électricité ne présente aucun nœud et soit affranchi des contraintes du réseau. Cet effort, qui va se maintenir encore pendant quelques années, risque d'entraîner quelques difficultés financières voire une faillite de l'entité chargée du transport GRTE.

En effet, le transport, auquel la Loi confère un statut de monopole naturel, est aussi pleinement considéré comme un organisme commercial.

3.1. La structure du réseau de transport

Depuis les années 2000, le développement du réseau de transport d'électricité fait partie des priorités de l'Algérie. Il est en phase d'expansion car il doit répondre à la forte augmentation de la demande en électricité. Les principaux besoins en électricité sont domestiques, liés :

- A l'accroissement de la population (celle-ci a plus que triplé en 50 ans, et le taux de croissance de 1,2% par an ;
- Au changement des habitudes de consommation avec l'usage des appareils électriques modernes (climatiseurs, équipements multimédia et ménagers...).

L'Algérie dispose des ressources en hydrocarbures importantes, et les centrales au gaz naturel représentent environ 95% de sa puissance électrique installée. Aujourd'hui, il faut développer les lignes et les postes électriques, qui raccordent les centrales de production aux lieux de consommation. Au total, depuis 2006, près de 17 000 km de nouvelles lignes HT et THT ont été réalisés ou en voix de réalisation. Le développement du réseau de transport concerne à la fois le développement des réseaux haute tension (60 et 220 KVolts), et la création d'un réseau à très haute tension (400 KVolts).

La structure du réseau électrique nationale se décompose en trois systèmes :

- **Le Réseau Interconnecté National (RIN) :** s'étalant sur le nord du pays et couvrant les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaia, est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV [51], permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation.

- **Le pôle In Salah – Adrar – Timimoun** : Ce pôle est alimenté par les centrales Turbines à Gaz d’Adrar et d’In Salah, interconnectées à travers un réseau 220 kV s’étalant d’In Salah à Timimoun via Aoulef et Adrar.
- **Les Réseaux Isolés du Sud** : Il s’agit de 26 sites du grand sud, alimentées par des réseaux locaux à travers des groupes diesels ou des TG compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles

La longueur totale du réseau national de transport de l’électricité, tous niveaux de tensions confondus (60 à 400 kV), dont la gestion est confiée au GRTE est estimée à fin 2011 à 22 370 km, soit un accroissement de 21.3 % par rapport à 2007. L’évolution de la longueur du réseau de transport électrique en Km période 2000 - 2011 est donnée par la figure suivante :



Source : Ministère de l'énergie et des mines algérienne -2011-

Figure 39 : L'évolution de la longueur du réseau transport électricité en km Période : 2000-2011

Le développement de dorsale électrique de 400 Kv est mis en œuvre à la fois dans l’axe :

- 1) Est-Ouest (interconnexions internationales avec le Maroc et la Tunisie) : L’interconnexion du système électrique national avec celui du Maroc en 400 kV a été achevée et mise en service en 2010, l’interconnexion avec la Tunisie est en cours de finalisation.
- 2) Nord-Sud : il existe deux dorsale, la premier dorsale nord qui en cours de réalisation s’élève à 3 572 Km, et la deuxième dorsale électrique nord - sud complémentaire à celle du Nord, de consistance globale s’élève à 1 912 Km (raccordement des réseaux du Sud, jusqu’alors trop isolés du réseau national).
 - Renforcer la sécurité globale du réseau,

- Renforcer le réseau entre les pôles de Hassi Messaoud et Hassi R'Mel (Le réseau de transport s'enfonce jusqu'à 300 km à l'intérieur des terres est constitué d'une double artère de transport en 220 kV (en certains endroits en triple artère).

Le réseau de transport algérien présente une structure particulière qui augmente sa vulnérabilité face aux aléas du fonctionnement du système électrique.

3.2. Les interconnexions internationales

L'Algérie est interconnectée avec le Maroc à l'ouest et avec la Tunisie à l'est. Les réseaux de ces trois pays forment ce que l'on appelle le réseau maghrébin. Sans trop s'attarder sur les utilités et l'importance de ce type de liaison, il faut tout de même rappeler qu'ils ont joué un rôle éminemment positif dans la conduite et l'exploitation des réseaux nationaux (diminution de la réserve propre de chaque pays, secours mutuel et instantané, transfert commerciaux d'énergie, plan de délestage de solidarité, etc.). Toutefois, elles ont eu aussi parfois un rôle négatif, compte tenu principalement de leur topologie, notamment lors d'incidents majeurs (perte de grosses centrales de production ou de lignes importantes).

Depuis la mise en service de l'interconnexion du Maroc avec l'Espagne, si la situation a globalement évolué positivement pour les trois pays, de nouveaux types de contraintes sont apparus. Pour l'Algérie, ces contraintes sont les conséquences de la compensation quasi totale des pertes de production (en Algérie et en Tunisie) par le réseau de l'Europe via le Maroc. D'autre part, les velléités de transits commerciaux du Maghreb avec l'Europe restent soumises à ces mêmes contraintes.

L'artère en 400 kV qui est constitué entre le Maroc et la Tunisie va réduire considérablement ces contraintes et permettra aux pays du Maghreb d'envisager une utilisation optimale sur le plan des flux physiques mais surtout sur le plan commercial et bénéficier des opportunités qui se présenteront.

Le renforcement des interconnexions du réseau électrique national avec ceux des pays voisins (Tunisie et Maroc) présente des avantages sur le plan économique et social de ces pays. En effet, à travers l'investissement pour le développement des interconnexions, les échanges électriques seront revus à la hausse afin d'assurer une solidarité entre les pays du Maghreb. En outre, cela permettra de réaliser des économies de ressources et l'optimisation

des investissements en planifiant en commun les nouveaux moyens de production de taille importante.

Il faut enfin signaler qu'à moyen terme de nouvelles interconnexions avec l'Europe sont en projet (Tunisie-Italie et Algérie-Espagne et Algérie-Italie) ; leur incidence ne fera pas l'objet de commentaires dans le présent rapport.

4. La distribution de l'électricité

Les sociétés de la distribution assurent la desserte de plus de 97 % de la population. Ce résultat remarquable, conséquence d'une politique nationale délibérée, a mobilisé durant de longues années un effort financier important majoritairement soutenu par l'État.

Le résultat de l'investissement est un suffisant. Ainsi les services de la distribution d'électricité sont confrontés à deux problèmes majeurs dont les implications futures pourraient être importantes sur le devenir de cette fonction :

- Les impayés qui atteignent des proportions alarmantes (près de 20 %) du chiffre d'affaires.
- Le taux de perte qui reste très élevé en moyenne 18 %.

D'autre part, la distribution doit faire face à une clientèle toujours plus exigeante en matière de qualité de service et plus réticente à toute augmentation des tarifs. Le grand effort de modernisation de l'exploitation et de l'entretien des réseaux engagé avant la réforme se poursuit encore :

- Mise en place de systèmes de télécommande centralisée pour les réseaux de distribution : les BCC (Alger, Oran et Constantine) pour les grands centres urbains, les micros SCADA pour les centres de moindre importance ;
- Généralisation des travaux sous tension en MT et en BT ;
- Appel à la sous-traitance privée pour les raccordements et la systématisation de l'utilisation des câbles torsadés qui offrent une meilleure isolation ;
- Réappropriation de la relève après une ouverture vers le privé jugée inefficace.

Le programme de développement en moyens de production et transport d'électricité doit s'accompagner du renforcement du réseau de distribution (lignes MT/BT et postes), pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement et de la distribution de l'énergie électrique et garantir une meilleure qualité de service pour les citoyens.

A fin 2011, la longueur totale du réseau national de distribution de moyenne et basse tension de l'électricité, a été atteint 263 585 km.

La figure ci dessous donne l'évolution de la longueur du réseau de distribution électrique en Km sur la période 2000 - 2011



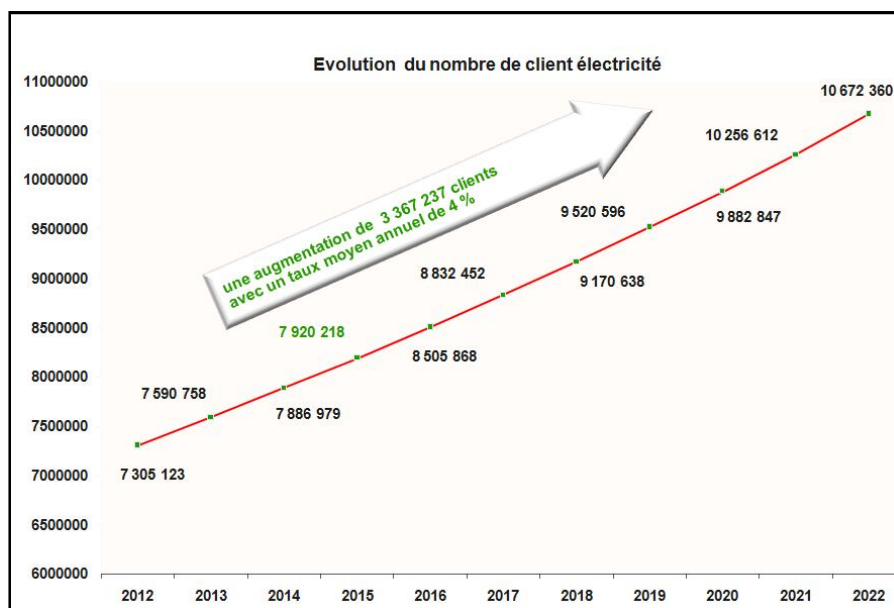
Source : le ministère de l'énergie et des mines algérienne -2011-

Figure 40 : L'évolution de la longueur du réseau de distribution électrique en km

Conséquence de la restructuration du secteur, le service de la distribution est réparti entre quatre entités juridiquement indépendantes selon un découpage régional, les SD (sociétés de distribution) : SDE pour l'est, SDO pour l'ouest, SDC pour le centre et SDA pour Alger et ses environs. Cette forme d'organisation vise à :

- L'amélioration de la qualité de service à tous les niveaux : fourniture, raccordement, commercial, accueil etc. ;
- Le rapprochement avec la clientèle : multiplication des centres de proximité : district, agence.
- L'amélioration de l'image de marque de l'entreprise, image qui s'est ternie quelque peu.

La figure suivante montre l'évolution du réseau de distribution électrique pour la période 2012 - 2022 en Algérie



Source : document de la Directeur Général de la Stratégie et de la Prospective, Sonelgaz-2012-

Figure 41 : L'évolution du réseau de distribution électrique pour la période 2012-2022

Cette caractéristique apparaît bien dans le tableau de paramètre des réseaux électrique à 2022

Tableau 9 : Le paramètre des réseaux Électricité à 2022

		Existant à 2011	2012-2022	Total à 2022
Production Electricité	Conventional (MW)	11 220	22 500	33 720
	Renouvelable (MW)	(1) 253	4 220	4 245
Transport Electricité	Lignes (km)	22 464	26 700	47 164
	Postes (Nbre)	239	370	600
Distribution Electricité	Lignes Electriques 5km)	262 555	250 000	512 555

Source : document de la Directeur Général de la Stratégie et de la Prospective, Sonelgaz-2012-

(1) : 25 MW CSP de la centrale Hybride SPP1 (Gaz/solaire) et 228 MW Hydraulique

A l'horizon 2022 : Doublement des capacités actuelles en termes de Production et Réseaux Électricité

5. Le commercial et la tarification

Dans l'attente de la mise en application des dispositions de la loi sur la commercialisation dans le secteur – notamment l'éligibilité de certains clients (le Décret sur l'éligibilité bien que publié n'a pas connu à ce jour un début de concrétisation) et l'entrée en activité des agences commerciales, tous les clients (consommateurs finaux) sont soumis aux tarifs fixés depuis le 1er juin 2005 par la Commission de régulation dont c'est la prérogative.

D'autre part, tous les clients sont rattachés aux sociétés de distribution. Le gestionnaire du transport, qui alimente directement par son réseau certains clients (clients dit « haute tension »), n'assure plus de fonction de vente conformément à la loi.

6. La vente de la production

Une spécificité algérienne fait que plus de 98 % de la production électrique est générée à partir d'une source unique : le gaz naturel. Cette énergie est cédée aux producteurs à un prix fixé par l'Agence de régulation des hydrocarbures (ARH) [51].

La totalité de la production est cédée aux sociétés de distribution selon des contrats avec les distributeurs. La quote-part de chacune des sociétés de distribution est déterminée par les prélèvements effectivement réalisés selon les résultats des comptages fournis par le GRTE. Selon le statut de la société de production électrique, les contrats sont différenciés :

- Équilibre financier : SPE et les sociétés en participation de SONELGAZ ;
- « Take or pay » pour les sociétés Kahrama et SKH.

Le renforcement du parc de production se fait, depuis quelques années, presque exclusivement grâce à des turbines à gaz de taille toujours plus importante, qui se caractérisent par un faible investissement, un délai de mise en œuvre rapide, mais également un coût de maintenance important. Ces unités ont la particularité de présenter moins de flexibilité en terme d'arrêt et de démarrage (temps minimum d'arrêt plus important, au moins 24 heures). Cela fait d'elles des moyens similaires aux moyens de base avec en sus un mauvais rendement comparé aux turbines à vapeur ou plus encore comparé aux cycles combinés. Cette situation fait que le système présente à certaines heures de la journée des disponibilités importantes qui pourraient être utilisées pour l'exportation d'énergie électrique particulièrement vers l'Europe.

6.1. La vente aux clients et la tarification

Tous les consommateurs sont à ce jour clients des sociétés de distribution. Leurs consommations sont facturées sur la base d'un système tarifaire fixé depuis peu par la CREG. Ce système est applicable sur tout le territoire national à tous les clients, sauf ceux qui, dans un futur proche, auront optés pour l'éligibilité.

Cependant, le système tarifaire permet de discriminer les clients selon le niveau de consommation (par la tension d'alimentation), le profil de consommation (longue ou courte

utilisation). Il doit en principe entraîner une amélioration du profil national de la consommation (réduction de la pointe, relèvement des creux).

6.2. La vente d'électricité par niveau de tension

Les ventes globales des clients ont atteint 38 399,9 GWh en 2011 contre 35 802,6 GWh en 2010, soit une hausse de 8,7%, réparti dans le tableau suivante :

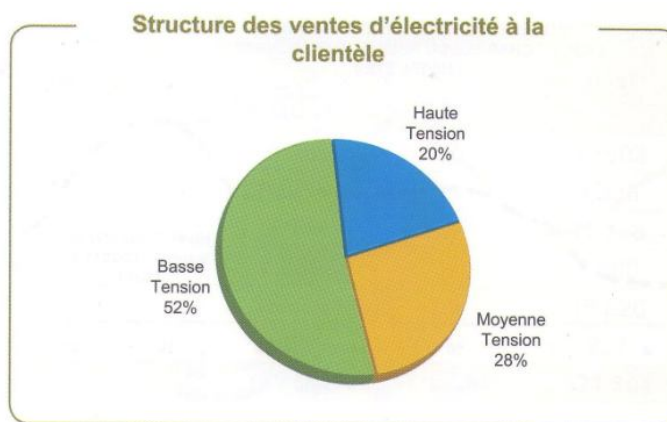
Tableau 10 : La vente d'électricité par niveau de tension

Unité : GWh

	2010	2011	Tx (%)
Haute Tension	7 219,5	7 816,3	8,3
Moyenne Tension	10 200,5	10 878,8	6,6
Basse Tension	18 382,6	20 204,8	9,9
Total	35 802,6	38 899,9	8,7

Source : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12, sonelagz, 2011

La figure suivante donne la structure des ventes d'électricité à la clientèle



Source : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12, sonelagz, 2011

Figure 42 : La structure des ventes d'électricité à la clientèle

6.3. Par société de distribution

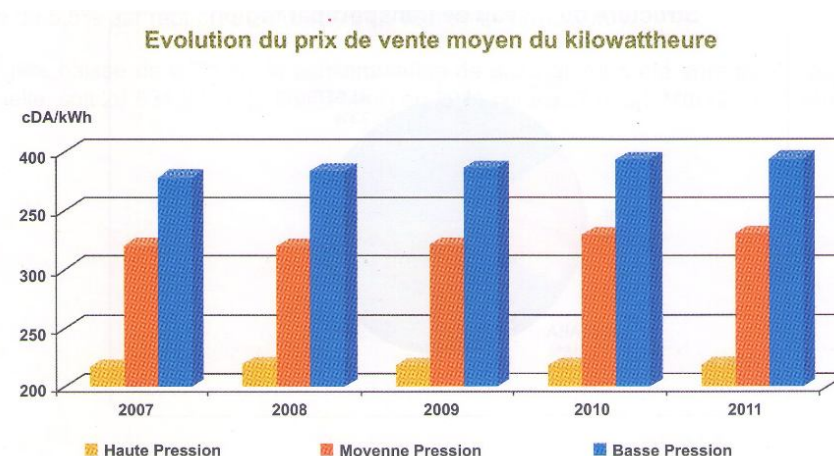
Le tableau montre la vente d'électricité par société de distribution pour les trois tensions (haute, moyenne et basse tension) pour l'année 2011. On note que l'accroissement de la consommation traduit, en général, l'amélioration du niveau de vie des clients. Cette augmentation de la consommation revient, d'une part à la croissance démographique, et d'autre part à la croissance du PIB (produit intérieur brut) par habitant. En outre le développement industriel, le programme d'électrification et l'augmentation de l'utilisation des équipements électroménagers, TIC ... (etc).

Tableau 11 : La vente d'électricité par société de distribution

	HT	MT	BT	TOTAL	TX (%) 2011/2010
SDA	482,1	2 246,3	2 955,1	5 683,5	7,9
SDC	2 318,5	2 570,4	5 332,4	10 221,3	9,2
SDE	2 785	3 434,0	6 585,7	12 804,8	7,1
SDO	2 230,7	2 628,0	5 331,7	10 190,4	10,5
Total	7 816,3	10 878,8	20 204,8	38 899,9	8,7

Source : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12 ,sonelagz,2011

La figure suivante montre une évolution du prix de vente moyen du Kilowattheure



Source : Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12 ,sonelagz,2011

Figure 43 : L'évolution du prix de vente moyen du kilowattheure

La figure montre l'évolution des prix de vente pour les trois niveaux de tension (haute, moyenne et basse tension) pour la période 2007 - 2011. La figure montre une croissance continue des prix de vente pour les trois niveaux de tension.

7. Les échanges internationaux

Si par le passé les échanges internationaux se faisaient à bilan nul, la situation a nettement évolué vers la commercialité des échanges. Ainsi, une valorisation des énergies selon des tarifs approuvés permet de solder les échanges entre les pays. Les échanges purement commerciaux sont rares et occasionnels. La raison tient à deux considérations :

- Chaque pays du Maghreb se fixe comme objectif l'autosatisfaction de ses besoins énergétiques ;
- La capacité actuelle des interconnexions et des réseaux internes limite drastiquement les transits.

Toutefois, les interconnexions ont joué et jouent encore un rôle de secours occasionnel et – élément positif – ont permis une réduction des besoins en réserve opérationnelle.

La mise en exploitation d'une artère en 400kV du Maroc à la Tunisie permettra d'envisager des échanges commerciaux plus conséquents non seulement entre les pays du Maghreb mais surtout avec l'Europe. Cette situation se renforcera avec le développement programmé de nouvelles interconnexions avec l'Europe via la Tunisie et l'Algérie. Les changements de perception qui commencent à prendre jour laissent à penser que les interconnexions devraient permettre à une commercialité plus large de voir le jour. En effet, l'accroissement de la taille des réseaux ainsi que celles des unités de production d'un côté et les fortes modulations de puissance d'un autre côté dégageront des surplus qui ne peuvent rester inactifs et gagneront à être rentabilisés par des transferts à l'étranger, comme le montre le tableau suivante :

Tableau 12 : Les échanges internationaux (GWh)

	2010	2011	Tx (%)
Exportation : (-)	802,9	799,3	- 0,4
- A destination de la Tunisie	141,1	130,6	- 7,4
- A destination du Maroc (Échange non commerciaux)	629,5	539,6	- 14,3
- A destination du Maroc (Échange commerciaux)	32,3	129,1	299,6
Importation : (+)	735,5	657,0	- 10,7
- En provenance de la Tunisie	122,1	147,0	20,4
- En provenance du Maroc (Échange non commerciaux)	613,4	506,7	- 17,4
- En provenance du Maroc (Échange commerciaux)	0,0	3,4	-
Bilan global	- 67,4	- 142,3	111,1

Source : synthèse à partir du : *Flash annuel : chiffres clés Électricité, N°158/DGSP.12*

Document de la Direction générale de la stratégie et de la prospective (DGSP), sonelagz, 2011

8. La charge et la qualité de service

Les appels de puissance connaissent de grande variation tant dans la journée qu'au cours de l'année.

La qualité de service est de plus en plus perçue comme un facteur important dans la fourniture d'énergie électrique. Les clients domestiques aussi bien que les industriels montrent une grande sensibilité aux aléas de la distribution de l'énergie.

9. Les acteurs du système : l'opérateur du système

C'est le cerveau du système électrique. Il a la responsabilité du fonctionnement du système électrique et de sa sécurité. Pour lui permettre de remplir pleinement cette mission, il dispose des moyens et des outils appropriés (les dispatchings au niveau national et régional).

10. Les acteurs du système : l'opérateur marché

C'est un opérateur nouveau dans le paysage électrique. Sa mise en place a commencé, mais son opérationnalité reste conditionnée par l'inexistence de conditions objectives à l'exercice d'un marché.

II. Les perspectives du groupe

L'amélioration des capacités nationales de production d'électricité demeure l'une des priorités des pouvoirs publics symbolisées notamment par la réalisation à moyen terme de plusieurs centrales électriques d'une capacité globale de 4.000 mégawatts (MW) [52]. La réalisation de cet objectif permettra d'augmenter de 50% la capacité nationale de production (d'électricité) d'ici 2015, dans le cadre des auditions annuelles consacrées à l'évaluation des différents secteurs. De même, la branche de production d'électricité va connaître "une évolution qualitative majeure", avec l'adoption du programme national des énergies renouvelables, notamment le solaire. La mise en œuvre de ce programme se traduira, sur le moyen terme, par "une capacité additionnelle de plus de 600 MW d'électricité solaire, dont la première centrale hybride solaire-gaz vient d'être mise en service".

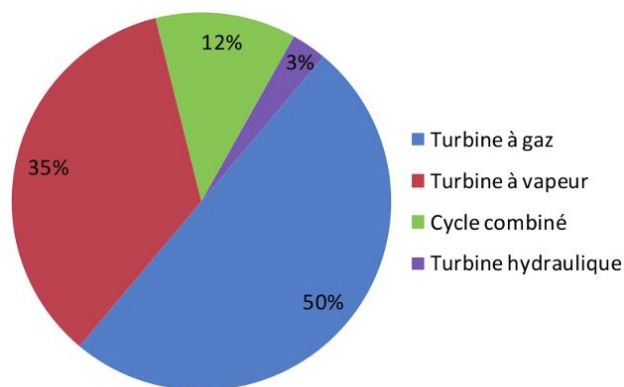
Le programme d'énergies renouvelables contribuera graduellement aux besoins nationaux en électricité. Mais au-delà, ce programme "est conçu comme vecteur de développement industriel avec sa réalisation à terme par des moyens nationaux", à travers une intégration nationale tout au long de la chaîne des énergies renouvelables et la création de l'institut algérien des énergies renouvelables, la même branche va connaître également une expansion continue des infrastructures de distribution, avec les réseaux électricité et gaz et le raccordement de consommateurs. Cette expansion qui portera le taux national d'électrification à plus de 99% et celui du gaz naturel à plus de 52%, reflète notamment "l'effort de l'État en matière d'électrification rurale et distribution publique du gaz à l'horizon 2014".

Par ailleurs, la réception de plusieurs grandes canalisations de transport, l'avancement des travaux de construction d'unités de transformation et de réhabilitation d'infrastructures et

installations existantes, permettront de conforter les capacités nationales d'exportation et de satisfaction de la demande nationale.

1. Les dépenses prévisionnelles

La consommation d'énergie électrique en Algérie durant le mois d'Août 2012 a atteint le record de 9.77 GW qui a dépassé celui atteint en Août 2011 de 13.6 % [53]. Tous les moyens de production d'électricité disponibles ont été mobilisés pour couvrir cette demande qui a nécessité un fonctionnement à pleine capacité des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, la figure illustre parfaitement la technique de production d'électricité en Algérie



Source : CDER

Figure 44 : La technique de production d'électricité en Algérie

Cependant, ce dispositif est loin de satisfaire la demande nationale. Il a fallu alors recourir au délestage pour la protection du système national de production et de distribution de l'électricité. D'ailleurs, certaines régions du pays ont eu à souffrir, au cours de l'été, de fréquentes coupures d'électricité. Vu l'état actuel de production et de consommation d'énergie électrique en Algérie, il est temps de passer à la conception et à la réalisation de projet de production conformément aux engagements des protocoles internationaux concernant la production de l'énergie à partir des énergies renouvelables et des nouvelles technologies telles que les unités de cogénération.

La cogénération désigne la production simultanée à partir d'un seul combustible d'énergies thermique et mécanique. Cette dernière est transformée en énergie électrique à partir d'un moteur entraînant un alternateur. La chaleur contenue dans les gaz d'échappement et dans l'eau de refroidissement peut être récupérée et utilisée pour le chauffage de l'eau dans l'habitat.

2. Le renforcement du parc de production nationale

En vue de répondre à une demande croissante et incessante en énergie électrique, les pouvoirs publics en concertation avec le Groupe Sonelgaz, ont décidé de renforcer, en urgence, le parc de production nationale par une capacité additionnelle de 8400 MW répartie entre six (06) nouvelles centrales ¹(Jijel, Mastaganem, Khenchela, Biskra, Djelfa, Naama) avec des mises en services industrielles impératives, selon le calendrier suivant : Turbines à Gaz : avant l'été 2015, Cycles Combinés avant l'été 2017.

La concrétisation de cet important programme offre une véritable opportunité à SONELGAZ, de conforter sa politique industrielle d'intégration, en créant et en implantant en Algérie, une société par actions en partenariat, qui aura pour mission de réaliser un complexe industriel.

La concrétisation de ce projet d'envergure, va permettre en premier lieu et dans l'urgence, de répondre à une demande en énergie électrique de plus en plus croissante, réaliser un complexe industriel de grande envergure en Algérie et crée de l'emploi, fabriquer localement ces équipements et les commercialiser, et se positionner ainsi en tant que porteur de projets futurs de développement.

3. Le renforcement du parc de production (grand sud)

Pour faire face à la très forte demande en électricité dans les régions du Grand Sud (+20% de croissance en moyenne annuelle, soit le double de celle du Nord du pays), le Groupe Sonelgaz s'est vu contraint de prendre des dispositions particulières et urgentes.

Cette croissance de la consommation énergétique, souvent vertigineuse, dans les régions du grand Sud Algérien, comme Tinzaouatine, In Guezzam, Borj Badji Mokhter, Idelles et autres localités, a amené la Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE) à prévoir de nouveaux programmes de production afin d'assurer la couverture prévisionnelle durant surtout l'été, ce qui a permis d'assurer un minimum de confort aux habitants de ces zones reculées du sud du pays.

C'est ainsi, à partir de 2005, puis en 2007 et 2009, et pour faire face à cette charge de plus en plus imprévisible, SPE s'est attelée à la réalisation de trois (3) plans d'urgence avec l'installation de 127 groupes pour une puissance installée globale avoisinant les 140 MW[51].

¹ Sonelgaz

Pour ce qui est de la saison estivale 2011, et pour pallier le manque en alimentation électrique dans le Grand Sud, SPE a mis en œuvre un nouveau plan d'urgence spécifique axé principalement sur la réhabilitation d'anciens groupes et la mise en service de nouveaux moyens de production décidés en mars 2007. La capacité de production totale réhabilitée est estimée à 6000 KW et celle relative à la mise en service de nouveaux groupes totalise 48 200 KW de puissance installées. Les centrales de SPE dans ces régions du Grand Sud dépassent, à ce jour, les prévisions de charge prévues initialement pour 2020, pour certaines localités, ce qui a poussé la filiale préparer un nouveau plan de développement pour la période 2012 – 2022.

4. La construction de méga centrale électrique de Cap - Djinet

Les travaux de réalisation de la méga centrale de production d'électricité en cycle combiné, d'une capacité de 1200 MGW, à Cap Djinet, à l'est de Boumerdes, viennent de démarrer cette année 2013 [54].

"La réalisation du projet est confiée à un groupe sud-coréen, en partenariat avec des opérateurs publics algériens, pour un montant de plus de 73 milliards de DA" [55], signalant que la centrale fonctionnera au gaz naturel et au mazout.

Cette centrale, inscrite au titre de la politique du secteur visant la production de 12.000 MGW supplémentaires d'électricité à l'horizon 2016 en vue de couvrir la demande nationale ascendante en la matière, sera implantée sur une surface de près de 22 ha, spécialement sélectionnée sur le littoral de Cap Djinet pour sa conformité avec les critères nécessités par ce genre d'installations, dont sa proximité avec les rue national N° 24 et 12 , ainsi que la voie ferrée qui entrain de réaliser.

Ce site a été aussi sélectionné à proximité de l'actuelle centrale de 600 MGW qui fonctionne depuis plusieurs années déjà dans la région, pour faciliter la couverture des besoins en eau de la nouvelle centrale.

Une fois opérationnelle, cette station devrait contribuer à l'alimentation en énergie électrique des wilayas de Boumerdes, Tizi-Ouzou, Bouira, Blida, Sétif et Bordj Bou Arreridj, grâce à des câbles électriques de 400 KVA, qui la relieront au réseau national de distribution d'électricité, a expliqué le responsable du secteur.

5. Le renforcement de l'interconnexion

5.1. Le renforcement de l'interconnexion entre l'Algérie et le Maroc

C'est en 2009 qu'a été mise en service la troisième liaison en 400 KV entre Hassi Ameer (Algérie) et Bourdin du côté marocain d'une longueur de 233 Km [27]. La mise sous tension de l'interconnexion électrique (400 KV) entre Algérie et le Maroc a été, de fait, un événement heureux pour le système électrique algérien. Il ne s'agit pas moins que du transport de grandes quantités d'énergie dans les deux sens qui permettent irréversiblement de créer les conditions optimums d'une solidarité énergétique à toute épreuve.

Cette nouvelle liaison est de nature à conforter l'exploitation du système production transport de l'électricité (SPTE), en termes de sécurité, de continuité et de qualité de service. Elle vient par ailleurs renforcer les liens traditionnels, tissés de longue date en matière de coopération dans le domaine de l'énergie électrique entre Algérie et le Maroc dont la première ligne d'interconnexion en 220 KV relie Ghazaouet à Oujda a été mise en service en 1998 et la 2^{ème} liaison, toujours en 220 KV, reliant Tlemcen à Oujda en 1992.

5.2. Le renforcement de l'interconnexion entre l'Algérie et la Tunisie

La mise en service du poste de haute tension et d'interconnexion de 400/220 kilovolts (kV) Cheffia (El Tarf), Ce poste de haute tension assure désormais l'interconnexion avec un réseau, à Jendouba, géré par la Société tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG) et alimente les postes de secours (220 kv) d'El Hadjar et de Kherraza (Annaba), de Ramdane-Djamel et de Skikda ainsi que celui de Nador (Guelma) et de la région de Biskra.

Réalisé pour une enveloppe financière de plus de 9 milliards de dinars, ce poste de haute tension assure également l'évacuation de l'énergie électrique devant être produite par la centrale de Koudiat-Draouch [52].

Ce projet, achevé à 92%, sera mis en service au cours du 3^{ème} trimestre de l'année en cours, ont indiqué les responsables locaux du secteur, faisant savoir que ce poste est destiné à renforcer l'alimentation en énergie électrique de 50.000 foyers de la région de Ben M'hidi et du chef-lieu de wilaya, ainsi qu'à contribuer à l'amélioration de la qualité de service.

6. Les principales actions réalisées dans le domaine des ENR

Il existe un gigantesque réservoir d'énergie solaire situé juste au sud de l'Europe. Il s'agit de celui du Sahara Algérien, en utilisant l'hydrogène produit par l'énergie solaire comme vecteur énergétique. L'hydrogène est un vecteur énergétique stockable qui ne génère ni polluants ni émissions de gaz à effet de serre à l'endroit où il est utilisé. Pour toutes ces raisons, d'énormes espoirs sont placés sur ce vecteur.

Toutefois, la route vers « l'économie de l'hydrogène » comprend encore de nombreux obstacles techniques et économiques. De multiples coopérations devront être bâties dans le futur entre l'Algérie et l'Union Européenne pour développer cette source d'énergie propre et durable. Depuis 2000, l'Algérie a connu une véritable stabilité sécuritaire et politique. D'incontestables opportunités existant pour les pays de la rive sud de la méditerranée, pour tracer avec l'Algérie de façon efficiente les voies d'accès à cette source d'énergie. Il s'agit d'un processus à long terme et que l'Algérie a besoin de démarrer immédiatement. Il faut pour cela adopter une stratégie de coopération et des décisions politiques cohérentes.

6.1. Le ferme éolienne à Adrar

Le groupe Sonelgaz, en partenariat avec le Consortium Algéro – français CEGELEC, a lancé en 2011, la réalisation d'une ferme éolienne à Adrar d'une capacité de 10 MW, projet qui lui servira d'opération test avant sa généralisation, cette centrale de production d'électricité sera implantée à Kabertene, 73 Km au nord de la ville d'Adrar, sur une superficie de 30 hectares [56].

A travers cette centrale, Sonelgaz vise à expérimenter le comportement de ce type d'équipements au niveau des sites à fort potentiel éolien à travers le territoire national. Le groupe Sonelgaz vise un double objectif : celui de développer une technologie éolienne mais, aussi, de tester le comportement de ce type d'équipements, en milieu saharien caractérisé par de fortes variations de températures et par des vents de sable pouvant influencer sur leur fonctionnement.

6.2. La fabrication de modules photovoltaïques (Rouiba Éclairage)

La compagnie d'Engineering de l'Électricité et du gaz (CEEG) et le Groupement allemand Centrotherm/Kinetics ont signé en 2011 le contrat de réalisation de l'usine de

fabrication de modules photovoltaïques de Rouiba Éclairage. Elle coutera près de 30 milliards de dinars (300 millions d'euros) [57].

Le marché porte sur la fourniture des équipements de production, la formation et l'assistance technique pour la réalisation de l'usine d'une puissance totale de 116 MWc/an.

Au-delà de la production de panneaux solaires photovoltaïques, Sonelgaz compte encourager la fabrication locale de certains constituants de la chaîne solaire, réunir les conditions indispensables pour l'émergence d'une industrie locale du solaire photovoltaïque, concrétiser la politique d'intégration nationale et développer les compétences nationales.

6.3. La réalisation d'une Centrale solaire à Ghardaïa (un projet pilote)

Les travaux de construction d'une mini-centrale solaire photovoltaïque pilote, d'une puissance d'un (1) mégawatt (900 KWc), ont été lancés en 2013 sur un site situé à 10 Km au nord de Ghardaïa. Ce mini central solaire pilote, à cycle combiné (électricité conventionnelle - énergie solaire), qui sera érigée sur une superficie de 10 hectares près de nouvelle zone d'Oued-Nachou [58].

Ce projet pilote permettra de tester le comportement de ce genre d'équipements et son adaptation au climat du Sud du pays. La réalisation de cette centrale a pour objectifs d'évaluer la rentabilité des panneaux photovoltaïques avant de généraliser cette opération à travers le territoire national. Ce programme consiste en l'installation d'une puissance d'origine renouvelable qui couvrira 40% de la consommation énergétique du pays à l'horizon 2030.

6.4. La création d'un comité d'intégration nationale des énergies renouvelables

Un comité d'intégration nationale des énergies renouvelables a été au sein des sociétés du groupe Sonelgaz. Ce comité a pour mission notamment de développer l'engineering dans le domaine des énergies renouvelables et arrêter la stratégie de fabrication des centrales photovoltaïques.

6.5. La création d'une association des gestionnaires des réseaux électriques méditerranéens

Une association des gestionnaires des réseaux électriques méditerranéens, dénommée Méditerrananean Transmission System Operators (METSOS) a été lancée, au cours du dernier trimestre 2011, à l'initiative de sonelgaz et de l'opérateur Italien d'électricité TERN. Cette

association constituera un espace privilégié de concertation et d'échanges entre les opérateurs électriques des pays des deux rives de la méditerranée. Elle se veut un acteur déterminant dans le développement des réseaux méditerranéens de transport de l'électricité et un interlocuteur crédible de l'association européens (ENTSO-E) et de l'association des régulateurs méditerranéens (MEDRING).

MEDRING a été lancée en 2010. Elle regroupe des partenaires activant dans les métiers de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, dans la finance et les solutions technologiques. Mise en place dans le cadre du plan solaire méditerranéen (PSM), elle a pour objectif de proposer un schéma directeur du réseau électrique méditerranéen capable d'exporter une production d'énergie renouvelable de 5 000 MW vers l'Europe à l'horizon 2020 [59].

6.6. La recherche et le développement dans les ENR

Le programme national des ENR accorde une importance particulière au volet recherche et développement, et ce afin d'accélérer l'acquisition des technologies notamment en matière de solaire photovoltaïque et thermique.

A cet effet, la coopération entre centres de recherche, universités et entreprises du secteur est encouragée. Le CREDEG figure parmi les centrales de recherche qui vont contribuer au développement d'applications et de procédés innovants liés aux ENR. Ce développement à grande échelle compte aussi plusieurs intervenants (centres de recherche, laboratoires ...), et notamment le centre de développement d'énergies renouvelables (CDER) et l'unité de développement des technologies du silicium (UDTS).

Il est à rappeler la création d'un institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique afin de jouer un rôle fondamental dans les efforts de formation aux métiers des ENR.

La coopération scientifique et technologique avec les centrales de recherches, les universités et les entreprises spécialisées à travers le monde constitue un autre volet important de l'action des pouvoirs publics en matière de recherche/ développement dans le domaine des ENR.

III. Le programme national de développement des ENR

Le programme national de développement des énergies nouvelles et renouvelables (ENR) et d'efficacité énergétique pour la période 2011 – 2030 ambitionne de produire 40% de la consommation nationale d'électricité à partir des filières solaire et éolienne. Ce programme prévoit l'installation d'une puissance de près de 22 000 MW, avec 12 000 MW destinés à la satisfaction de la demande nationale et 10 000 MW à l'exportation [60]. Le déploiement de ce programme sera mené en trois phases :

- 2011 – 2013 : réalisation de projets pilotes pour expérimenter les différentes technologies disponibles.
- 2014 – 2015 : début de déploiement du programme ;
- 2016 – 2020 : déploiement à grande échelle ;

La stratégie de développement des ENR se basera sur :

- Développement des filières solaires (PV et CSP), éoliennes et géothermiques
- Accompagnement par un cadre réglementaire et des mesures incitatives appropriés.

La réalisation d'études stratégiques se basant principalement sur des études d'intégration et l'impact sur le réseau, des études d'aide au développement industriel ainsi que des études d'accompagnement des investissements.

La fabrication des équipements tendra à réduire les facteurs de dépendance de ce programme et les coûts des projets et permettra la diversification de l'économie et la création de milliers d'emplois.

La mise en œuvre de ce programme sous l'égide du Ministère de l'Énergie et des Mines sera ouverte aux opérateurs publics et privés.

1. Le potentiel ENR réellement exploitable en Algérie

Selon l'Agence Spatiale Allemande, le potentiel d'énergies renouvelables est le plus important dans le bassin méditerranéen. Le territoire du grand Sahara Algérien (GSA), les zones arides et semi-arides occupent plus de 90% de la superficie totale du pays (2 381 745 Km²) [61]. Le temps d'insolation sur presque la quasi-totalité du territoire excède 2500 heures par an et peut atteindre jusqu'à 3900 heures par an (Hautes Plaines et Sahara). Le potentiel solaire Algérien c'est 37 milliards de m³, c'est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'mel. La rive sud de l'Europe se trouve aux

portes d'une source d'énergie propre et illimitée pour sa demande énergétique dans le futur, comme le montre le tableau ci - dessous :

- La productible technique CSP est estimé à 169 440 TWh/an,
- La productible technique PV est estimé à 14 TWh/an.

Tableau 13 : Le potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Surface %	4	10	86
Temps d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie reçue (Kwh/m ² /an)	1700	1900	2650

Source : Ministère de l'énergie et des mines algérienne

2. Les projets ENR (réalisés et en cours)

- Électrifications de 18 villages en Kit PV
- Centre hybride soalire gaz de Hassi R'Mel (150 MW)
- Construction d'une usine de fabrication de modules PV de 116 MWc (fin 2013)
- Ferme éolienne de 10 MW dans la région d'Adrar (2013)
- Electrification de 16 villages en PV (total 5MW, 2012)
- Centrale pilote avec 4 filières PV (900kWc, 2012)
- Projets de centrales CSP de 150 MW (SPP II Meghaïer en 2014, SPP III Naâma en 2016 et SPP IV Hassi R'mel en 2018)
- Projet Usine de fabrication de silicium
- Centre d'homologation des équipements EnR

Tableau 14 : Le montant et répartition des investissements électricité et gaz sur la période 2012 - 2022

Type d'investissement	Investissement global(MDA)	
	2012-2022	Taux (%)
Production électricité	4 623 780	66,87%
Transport électricité	1 034 930	14,97%
Transport gaz	434 185	6,28%
Distribution électricité & Gaz	798 750	11,55%
Infrastructures d'Accompagnement	22 545	0,33%
Total	6 914 190	100%

Source : document de la Directeur Général de la Stratégie et de la Prospective, Sonelgaz-2012-

3. Les actions faites à cette transition énergétique

Le constat en 2013 est que 96% de l'électricité est produite en Algérie à partir du gaz naturel, 3% à partir du diesel (pour les régions isolées du sud), 1% à partir de l'eau [62].

a- Le premier axe est d'améliorer l'efficacité énergétique par d'une nouvelle politique des prix (prix de cession du gaz sur le marché intérieur environ un dixième du prix international occasionnant un gaspille des ressources qui sont gelés transitoirement pour des raisons sociales).

b- Le deuxième axe, l'Algérie a décidé d'investir massivement à l'amont pour de nouvelles découvertes. L'Algérie sera le troisième plus gros investisseur dans le secteur de l'énergie de la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA) au cours des cinq prochaines années avec un montant de 71 milliards de dollars de dépenses prévues dans le secteur de l'énergie sur la période 2013-2017 devant se classer en troisième position après l'Arabie Saoudite (165 milliards de dollars d'investissements prévus) et les Emirats arabes unis (107 milliards de dollars), selon Bloomberg.

c- Le troisième axe est le développement des énergies renouvelables. L'Algérie a réceptionné en mi-juillet 2011 la centrale électrique hybride à Hassi R'mel, d'une capacité globale de 150 MW, dont 30 MW provenant de la combinaison du gaz et du solaire. Cette expérience est intéressante. La combinaison de 20% de gaz conventionnel et 80% de solaire me semble être un axe essentiel pour réduire les coûts et maîtriser la technologie.

d- Quatrième axe, l'Algérie compte construire sa première centrale nucléaire en 2025 pour faire face à une demande d'électricité galopante, Les réserves prouvées de l'Algérie en uranium avoisinent les 29.000 tonnes, de quoi faire fonctionner seulement deux centrales nucléaires d'une capacité de 1.000 Mégawatts chacune pour une durée de 60 ans, selon les données du Ministère de l'Énergie.

e- Enfin cinquième axe l'option du gaz de schiste introduite dans la nouvelle loi des hydrocarbures de 2013 réserves selon l'AIE de 6000 milliards de mètres cubes gazeux et entre 12.000 et 17.000 selon le ministère de l'Énergie. En Algérie, devant éviter des positions tranchées pour ou contre, un large débat national s'impose, car on ne saurait minimiser les risques de pollution des nappes phréatiques au Sud du pays.

L'Algérie étant un pays semi-aride, le problème de l'eau étant un enjeu stratégique au niveau méditerranéen et africain, doit être opéré un arbitrage pour la consommation d'eau

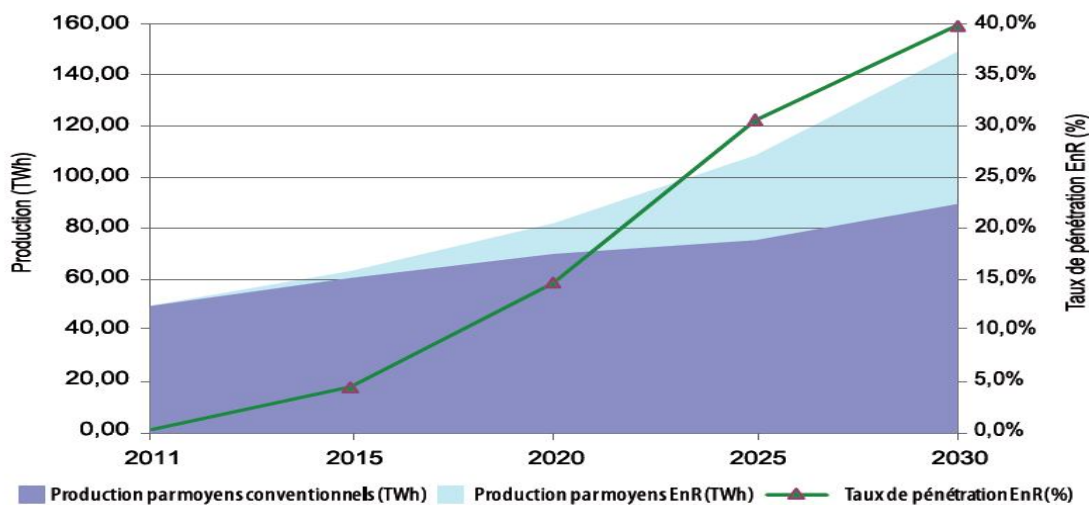
douce, (les nouvelles techniques peu consommatrices d'eau n'étant pas encore mises au point, malgré le recyclage, quel sera le coût, fonction de l'achat du savoir-faire), un milliard de mètres cubes gazeux nécessitant 1 million de mètres cubes d'eau douce et être pris en compte les coûts (en plus de l'achat des brevets) devant forer plusieurs centaines de puits moyens pour un milliard de mètres cubes gazeux. Sans compter la durée courte de la vie de ces gisements, environ 5 années pouvant récupérer une moyenne de 20/25% contre 85/90% pour les gisements de gaz conventionnel sans compter la nécessaire entente avec des pays riverains se partageant ces nappes non renouvelables dont le Maroc, la Libye et la Tunisie.

En résumé, l'Algérie est posé le problème de sa sécurité énergétique, de l'urgence d'une transition énergétique raisonnable et maîtrisée s'insérant dans le cadre global d'une transition d'une économie de rente à une économie hors hydrocarbures dans le cadre des avantages comparatifs mondiaux. Cela suppose excepté les secteurs stratégiques de lever la règle des 49-51% inadaptée à toutes les filières et toutes les contraintes bureaucratiques d'environnement qui freinent l'expansion de l'entreprise créatrice de valeur ajoutée. Cela suppose un profond réaménagement des structures du pouvoir algérien assis sur la rente, assistant à un État artificiellement riche mais une population de plus en plus pauvre avec des tensions sociales généralisées.

4. L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer en 2030

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030. L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable. La figure suivante montre de manière schématique la présentation des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh

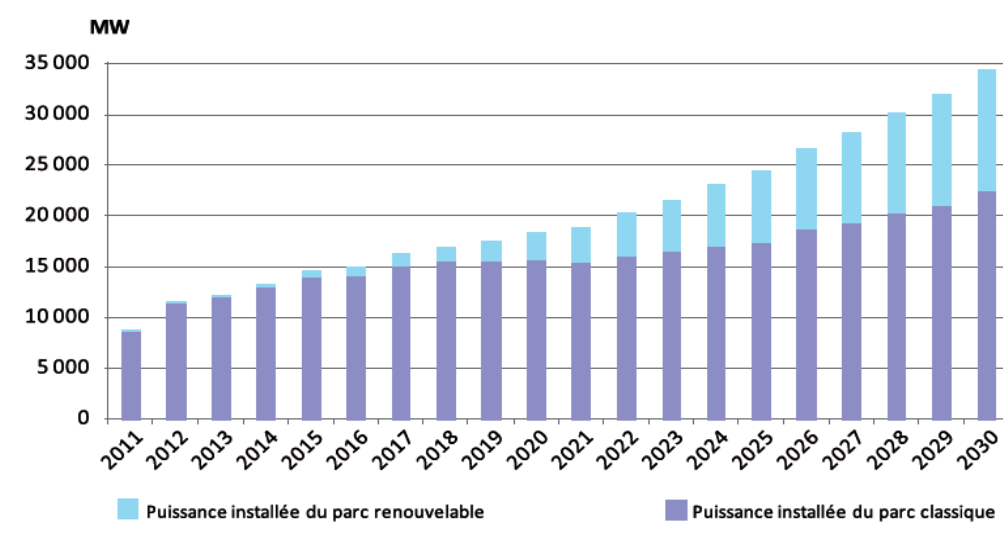


Source : Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, Sonelgaz- 2011-
Figure 45 : La présentation des ENR dans la production nationale en TWh

Le programme des ENR est défini ainsi pour les différentes phases :

- d'ici 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW;
- à l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;
- d'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW;
- d'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

La figure suivante illustre parfaitement la structure du parc de production nationale en MW



Source : Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, Sonelgaz- 2011-
Figure 46 : La structure du parc de production nationale en MW

4.1. L'énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. Cette transformation peut être utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des turboalternateurs et ainsi obtenir de l'énergie électrique). En utilisant la chaleur transmise par rayonnement plutôt que le rayonnement lui-même, ces modes de transformation d'énergie se distinguent des autres formes d'énergie solaire comme les cellules photovoltaïques.

Cette forme d'énergie connu sous le nom de « concentrating solar power » (CSP), le solaire thermique peut répondre à la demande en électricité de jour comme de nuit en étant couplé à des moyens de stockage thermique ou hybridé avec d'autres énergies comme le gaz.

L'Algérie compte mettre en valeur son potentiel solaire, l'un des plus importants au monde, en lançant des projets importants en solaire thermique. Deux autres projets des centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire.

- Sur la période 2014-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1 200 MW devraient être mises en service (exemple : Projets de centrales CSP de 150 MW (SPP II Meghaïer en 2014, SPP III Naâma en 2016 et SPP IV Hassi R'mel en 2018)).
- Sur la période 2021-2030 : il est prévu l'installation d'une puissance de près de 57000 MW pour le marché national et internationale.

La figure montre l'évolution de puissance cumulée (MW) à installer pour le CSP en 2030

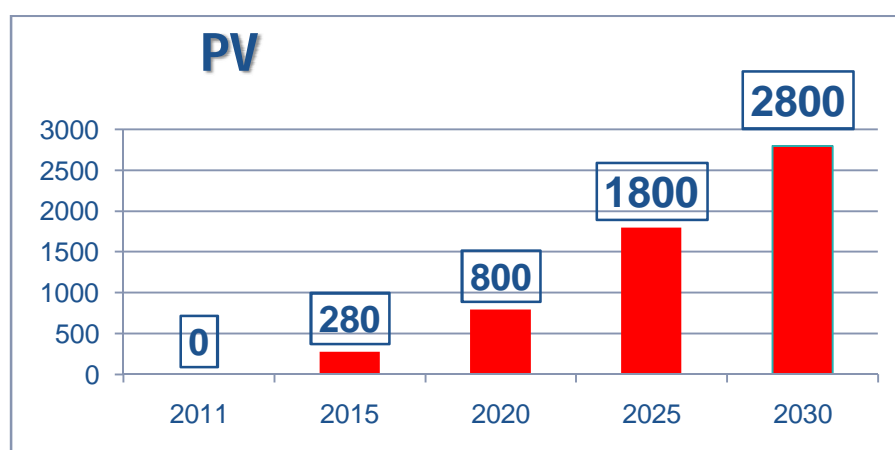


Source : document de la Directeur Général de la Stratégie et de la Prospective, Sonelgaz-2012-
Figure 47 : L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer pour le CSP en 2030

4.2. L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron. Outre les avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture. La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc/ an devraient être réalisés sur la période 2021-2030, comme le montre la figure suivante



Source : document de la Directeur Général de la Stratégie et de la Prospective, Sonelgaz-2012-

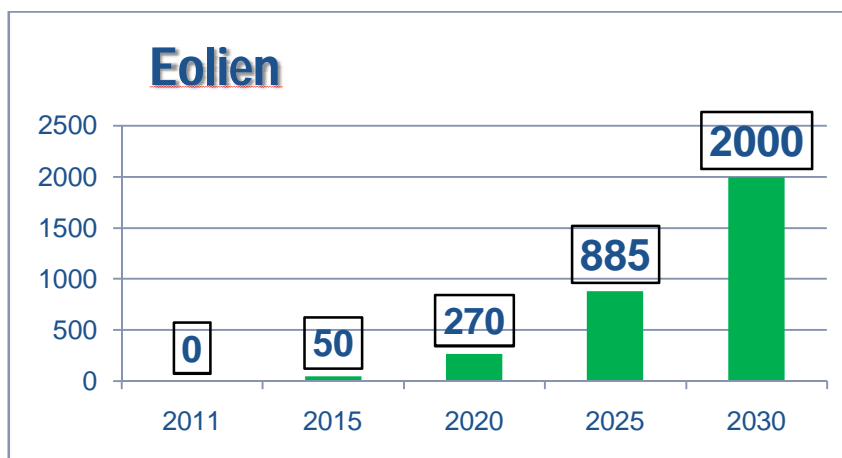
Figure 48 : L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer pour le PV en 2030

4.3. L'énergie éolienne

Par définition, l'énergie éolienne est l'énergie produite par le vent. Elle est le fruit de l'action d'aérogénérateurs, de machines électriques mues par le vent et dont la fonction est de produire de l'électricité.

Le programme EnR algérien prévoit dans un premier temps, sur la période 2011-2013, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10 MW à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 50 MW chacune devraient être réalisées. Des études seront

menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 2000 MW, comme le montre la figure suivante :



Source : document de la Directeur Général de la Stratégie et de la Prospective, Sonelgaz-2012-
Figure 49 : L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer pour l'éolienne en 2030

4.4. L'interprétation du programme algérien

Les autorités algériennes se fixent pour objectif, d'ici à 2030, de produire 20 000 MW d'électricité à partir des énergies renouvelables. La moitié de cette production devra être exportée.

Nous croyons que la mise en œuvre de ce programme devrait permettre d'économiser près de 600 milliards de mètres cubes de gaz sur vingt-cinq ans. Le montant de ce programme sera, pour le seul volet électricité de 4500 MRDS de dinars algériens soit 44 MRDS€

Mais il s'agit aussi de développer une industrie locale de sous-traitance dans le domaine des énergies traditionnelles, nouvelles et renouvelables. Le secteur de l'énergie importe chaque année 500 000 pièces de rechange pour un montant de 3,7 mrd \$ (2,6 mrd €) et la facture devrait s'alourdir à l'avenir [63]. Moins de 1% de ces pièces de rechange est produit localement. L'exemple de Rouiba éclairage qui en cour de réalisation.

4.5. Les avantages de déploiement technologique :

L'Algérie présente plusieurs facteurs favorables au déploiement de la technologie, facteurs liés à la géographie et facteurs liés au marché régional de l'énergie.

- Amélioration de la sécurité énergétique et une stabilité économique pour les pays importateurs de pétrole et de gaz ;
- Libération de ressources d'hydrocarbures ;
- Création de nouvelles opportunités économiques en termes de diversification industrielle et de création d'emplois ;
- Opportunité d'exportation d'électricité verte dans les pays rive nord de la Méditerranée de tel sorte à pouvoir offrir à des prix abordables sur le marché ;
- La contribution à l'atténuation de l'impact de l'utilisation de l'énergie sur le changement climatique,
- La réalisation du Programme devrait permettre des réductions d'émission de GES ;
- Augmentation des recettes d'exportation et en matière d'intégration économique régionale

4.6. Les contraintes, les impacts et les risques à gérer

En dépit des efforts d'État d'améliorer le cadre légal et réglementaire pour la promotion des énergies renouvelables, d'autres barrières systémiques incluant le niveau élevé des subventions au secteur de l'énergie et la faiblesse des prix de l'électricité pourraient contrarier la consommation domestique de l'électricité d'origine renouvelable.

La disponibilité en eau peut être une contrainte sérieuse au développement des centrales CSP même si le dessalement de l'eau en utilisant l'énergie produite par la centrale CSP peut être une option pour satisfaire les besoins en eau moyennant un surdimensionnement de la centrale.

Si les réseaux intérieurs de l'État semblent adaptés pour assurer les transits liés à la demande nationale, en revanche, l'échange d'énergie électrique entre les pays de la région MENA et l'Europe reste un sérieux défi, la seule liaison existante entre les deux régions relie le Maroc et l'Espagne (2x700MW sur 40 km), le transit par la Turquie requiert l'opérationnalité de l'interconnexion de ce pays avec l'Europe et le renforcement du réseau intérieur du Moyen orient.

Les risques potentiels majeurs tenant entre autres à un faible intérêt du secteur privé du au ralentissement économique mondial, aux lenteurs dans les changements de politique de

prix de l'électricité et de l'énergie et aux difficultés d'accès au marché en raison de coûts de production élevés, d'incertitude réglementaire et d'une faible capacité de transport.

Il ressort des évaluations économiques que la technologie CSP n'est pas compétitive en comparaison d'autres modes de production d'électricité largement utilisés. Ainsi, le coût du kWh CSP serait sous certaines hypothèses, près de deux fois et demie plus élevé que celui d'une centrale à cycle combiné au gaz.

IV. L'accord Sonelgaz et desertec

Le groupe sonelgaz et l'entreprise desertec industrial initiative (DII) ont signé, le 09 décembre 2011, un protocole d'accord dans le domaine des énergies renouvelables. Cet accord a été signé à BRUXELLES (Belgique) en marge d'une rencontre de haut niveau entre l'Algérie et l'Union européenne (UE) consacrée au développement d'un partenariat en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cet accord vise l'élaboration d'études communes dans le domaine des ENR, la promotion de la fabrication locale des équipements, la réalisation de centrales de production ENR, la formation ainsi que le développement d'axes de recherche dans le domaine des ENR et de l'efficacité énergétique, en collaboration avec les laboratoires et universités algériens. Le renforcement des échanges d'expertise technique, l'examen des voies et moyens pour l'accès aux marchés extérieurs et la promotion commune du développement des ENR en Algérie et à l'international sont au centre de ce partenariat stratégique. Dans le cadre de cet accord, une étude de faisabilité est menée par Sonelgaz et Dii portant sur un projet de référence potentiel d'un volume total de 1000 MW 25[64].

Il est à souligner que l'Algérie veut s'engager dans une nouvelle ère énergétique durable en intégrant dans son mix énergétique près de 40% de la production d'électricité d'origine renouvelable, notamment solaire, d'ici 2030.

Un tel projet nécessite bien entendu des partenariats et des investissements dans l'industrialisation de la filière et le développement du savoir faire local.

L'année 2011 aura été l'année de la confirmation de l'ambition du groupe sonelgaz et de sa volonté de mettre en œuvre une stratégie de développement, de la fabrication industrielle et du savoir – faire local devant s'intégrer dans la politique nationale de développement de la production nationale, que dans celle portant sur la diversification des sources d'approvisionnement énergétique par la promotion des ENR.

V. L'interprétation de l'investissement dans les énergies renouvelables

Tirer profit de l'expérience allemande dans le domaine de l'exploitation des énergies renouvelables est l'idée autour de laquelle a été organisé. Des opérateurs intéressés par cette activité, d'une part, et des représentants de la Sonalgaz et de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), de l'autre, ont longuement débattu sur les possibilités d'investissement dans ce domaine.

Nous avons observé que l'exploiter des énergies solaire et éolienne pour produire de l'électricité en vue de la revendre à Sonalgaz est un créneau qui semble intéresser beaucoup d'entreprises, à plus forte raison que le marché est théoriquement ouvert. Sur le plan pratique, toutefois, il reste un seul verrou, celui d'une loi fixant les tarifs de l'énergie à produire et à vendre à Sonalgaz. Personne ne sait quand est-ce que cette loi sera adoptée, mais personne n'ignore, non plus, que l'exploitation de l'énergie solaire, tout particulièrement, dans un pays comme l'Algérie peut s'avérer très rentable.

Au-delà de la bonne volonté des uns et des autres, le débat autour de l'exploitation des énergies renouvelables par des opérateurs privés ou même publics date de quelques années déjà, sans que des investissements réels dans ce domaine ne se concrétisent.

Pour la Sonalgaz, l'exploitation des énergies renouvelables est une option à prendre très au sérieux afin de pouvoir répondre à la demande toujours en hausse sur l'énergie électrique surtout avec les fréquentes coupures de courant enregistrées en été qui nécessitent d'un plan de secours.

Rappelons brièvement que la CREG de son côté, a été destinataire de nombreuses demandes émanant d'entreprises souhaitant investir dans le domaine des énergies renouvelables. Les responsables de cet organisme qui semblent aussi impatients que les futurs exploitants de cette ressource attendent, eux aussi, que les tarifs soient fixés.

VI. Les freins et les barrières à la concurrence

La loi sur le secteur de l'électricité promulguée en 2002 a ouvert le champ à l'introduction de la concurrence dans le domaine de la production d'électricité – préalable indispensable pour l'émergence d'un marché de l'électricité.

1) La position dominante de la SONELGAZ

Malgré les effets de la restructuration de l'entreprise historique, le poids de SONELGAZ demeure important. En dépit de la restructuration, la SONELGAZ exerce aujourd'hui un contrôle sur tous les segments du système électrique :

- ✓ Avec 100 % des secteurs transport et distribution (y compris la vente)
- ✓ La SONELGAZ avait une concentration dans le secteur de production national en comptant la participation de la Sonatrach, la concentration de ces deux organismes d'État.
- ✓ Dans le secteur de la distribution, il n'y a aucun autre concessionnaire que SONELGAZ (ni même un autre affilié à celui-ci). S'il paraît essentiel de porter les efforts vers l'introduction de la concurrence dans la production, les autres fonctions du secteur électrique ne doivent pas rester en dehors de cette dynamique. Pour assurer et pérenniser cette réforme, d'autres segments – en particulier la commercialisation et la fourniture – doivent s'ouvrir à la concurrence.

Selon les données du Programme Indicatif 2008-2017 de la CREG, nous pouvons calculer que la SONELGAZ avait une concentration dans le secteur de production national de 89 % à la fin de 2007. Si on ajoute la participation de la Sonatrach, ces deux organes de l'État concentrent 99,7 % du secteur. En 2009, avec la mise en service de Hadjret Ennous (1 200 MW), cette concentration se limitera à 93 %.

Ce n'est pas un hasard si l'hégémonie de SONELGAZ se poursuit : la loi appuie cette situation.

2) La poursuite de l'investissement en production de SONELGAZ

La poursuite de l'investissement par SONELGAZ dans le secteur de la production assure à cette entreprise le maintien de son hégémonie sur le système et donc crée des barrières qui rendent difficile l'entrée dans le marché pour de nouveaux acteurs :

- ✓ L'ouverture du capital du secteur à la privatisation partielle de SONELGAZ est assez mal acceptée dans l'état actuel des choses
- ✓ La législation référentielle et réglementaire entre le Ministère de l'Énergie et CREG

3) Les questions des partenariats avec les firmes étrangères

L'Algérie est posée la problématique de sa sécurité énergétique, de l'urgence d'une transition énergétique raisonnable et maîtrisée s'insérant dans le cadre global d'une transition d'une économie de rente à une économie hors hydrocarbures dans le cadre des avantages

comparatifs mondiaux. Cela suppose excepté les secteurs stratégiques de lever la règle des 49-51% inadaptée à toutes les filières et toutes les contraintes bureaucratiques d'environnement qui freinent l'entrée des entreprises privées.

4) L'indépendance de l'opérateur du marché – le risque « dispatch »

- ✓ Il n'y a pas encore d'opérateur de marché (OM). Ce dernier n'a pas encore été effectivement mis en place pour les raisons objectives suivantes :
 - Pas de structure ni de maturité du marché ;
 - Fragilité des opérateurs ;
 - Absence d'IPP à actionnariat totalement privé,

5) Le seuil d'éligibilité

- ✓ Il n'existe aucun autre fournisseur que SONELGAZ, la Loi mettrait certaines restrictions sur les contrats (par ex. par l'utilisation de contrats nécessairement approuvés par la CREG).
- ✓ La fonction de fourniture – fonction concurrentielle – est aujourd'hui intégrée à la fonction de distribution (monopole),

6) Le système d'information

Un système ouvert tel qu'il est envisagé pour le secteur de la production, la collecte et la diffusion des informations deviennent essentielles. Actuel il a été conçu et structuré pour les besoins assez limités d'un système vertical. Il sera rapidement nécessaire de concevoir et mettre en place un système d'information qui réponde d'abord aux besoins des acteurs impliqués et ensuite la garantie : la transparence, l'équité, la sécurité, l'intégrité et le délai. L'absence d'un tel système constituera un frein important au développement de la concurrence et d'une manière générale au bon fonctionnement du secteur et la réussite de la réforme.

7) Les blocages des tarifs

Le problème des tarifs est un signal fort à la direction des investisseurs. Ce blocage peut entraîner l'opérateur concerné – SONELGAZ en l'occurrence – dans une situation difficile.

Tout investisseur intéressé par le marché Algérien voit la situation la même façon t'elle que soit la conjoncture, une part de leur production sera cédée aux distributeurs qui alimentent une partie importante des consommateurs soumis aux tarifs bloqués (dans l'état actuel de la Loi, ces consommateurs représentent bien 70% de la demande en électricité). La viabilité du

système est menacée si les tarifs ne couvrent pas les frais de toute la chaîne d'approvisionnement. Pour un producteur au début de cette chaîne, le risque est double : soit il ne recouvre pas tous les revenus attendus car il y a un manque de liquidité financière dans le secteur, soit le réseau qui va expédier son énergie risque d'avoir des délestages pour les mêmes raisons.

8) Certaines dispositions du cadre législatif et réglementaire

En 2002, le gouvernement a commencé à mettre en place un cadre législatif et réglementaire pour libéraliser le secteur énergétique en Algérie. Bien que le but fût l'introduction de la concurrence dans les secteurs de la production et de la vente d'énergie, certaines dispositions de ce cadre agissent contre sa réalisation. Les points 1 et 5 suivantes recensent les issues du cadre législatif et réglementaire qui représentent les barrières et les freins à la concurrence les plus graves.

9) Les difficultés administratives

Les économies en transition comme l'Algérie présentent souvent un terrain favorable au développement de certaines activités parasites et fortement nuisibles à un développement sain de l'économie. Avant tout, il y a lieu de citer les « difficultés » administratives, c'est-à-dire toutes les freins qui sont mises en place, parfois de façon tout à fait réglementaire, et qui finalement traduisent en réalité un manque d'efficacité de l'administration. Parmi les freins, on peut citer :

- ✓ les dossiers à fournir, les autorisations à obtenir,
- ✓ les délais de traitement des dossiers,
- ✓ les rejets ou réserves injustifiées, etc.

10) Les obstacles des investissements dans les énergies renouvelables et les relations maghrébines

Ils existent des risques d'existence d'un nombre suffisant de générateurs ou producteurs indépendants.

- 1) Le générateur de renouvelables développe un projet indépendamment de la CREG, le prix n'est pas subventionné, ce qui constitue enfin un contrôle étatique sur le développement des renouvelables ;

- 2) Il y a un manque de maîtrise technique et technologique, ce qui devrait être apporté par l'UE.
- 3) Le Maroc importe de l'énergie électrique l'Espagne, où des prix sont plus élevés qu'en Algérie ;
- 4) La faiblesse de la capacité physique de l'interconnexion Tunisie-Algérie ne permet pas le développement d'un marché.
- 5) Le coût élevé

11) La réalité des affaires dans le pays

La culture commerciale en Algérie pose des problèmes concrets pour un investisseur étranger. Le concept qu'un contrat ou un accord peut être quelque chose fluide et flexible n'est pas compatible avec les normes de commerce international. Un manque de respect pour les engagements contractuels et de garanties de paiement constitue un risque très important pour un investisseur. La performance bancaire en Algérie n'est pas aux normes internationales, où les transferts de l'argent sont faits dans un délai variant entre quelques secondes et trois jours (selon les circonstances). Aucun investisseur ne va attendre deux mois pour le transfert de son argent.

12) Le problème de foncier (l'accès au terrain d'assiette)

Les pays qui cherchent à attirer des IDE offrent certaines « facilités » même d'encourager les potentiels d'investisseurs. Ces mesures couvrent un large champ et vont des simplifications administratives, déjà appliquées, à des modifications parfois profondes du cadre législatif et réglementaire.

En effet, parmi les mesures incitatives prises par les pays pour attirer et/ou faciliter l'entrée des capitaux privés dans les pays, celle relative au terrain d'assiette devant servir à abriter un projet donne le plus d'importance.

L'Algérie – consciente de l'impact de cette mesure a permis dans un premier temps le libre accès à l'assiette. Des dérives sont apparues et des manœuvres spéculatives sur les terrains acquis ont été enregistrées. Plutôt que d'éliminer ces dérives, l'Algérie a opté pour une « fermeture » de cette possibilité ce qui, bien sûr, est perçu très négativement. Le signal ainsi donné ne manquera pas d'avoir des conséquences néfastes sur l'attractivité du pays en termes d'IDE².

² IDE l'investissement direct étranger

VII. Les points positifs

Après de parler des freins et des barrières qui bloquent l'émergence d'un vrai marché de l'électricité, il faut bien reconnaître que le pays jouit aujourd'hui de certains avantages naturels. Certains de ces avantages peuvent conférer à l'Algérie une position importante au sein du Maghreb, moyen orient et les pays européens. Ces avantages sont présentés ci-dessous.

1) La restructuration de la SONEGAS

L'opérateur historique unique du secteur a été lancé la réforme introduite par la loi relative au secteur de l'électricité. Ce processus de restructuration est encore en cours. Le schéma actuel du secteur semble préparer toutes les transformations à venir ou envisageables telles que :

- ✓ Privatisation, concurrence dans tous les segments commerçants (à l'exception des transports, bien sûr, qui sont reconnus « monopoles naturels »).
- ✓ Création des filiales en forme de « SPA » va faciliter la concurrence.

2) Une demande importante et en croissance continue

Depuis de nombreuses années, la demande en énergie est en pleine croissance, des taux de 7 à 8 % sont observés.

- ✓ La croissance du nombre de clients et de celle de la consommation moyenne (Les besoins nouveaux se traduisent par des appels de puissance supplémentaires de l'ordre de 400 à 500 MW chaque année).
- ✓ La déformation continue de la courbe de charge journalière et saisonnière, entre l'été et l'hiver qui nécessite une réserve opérationnelle importante. Cette situation représente une bonne occasion de rassurer les producteurs de l'existence d'un marché montrant une demande soutenue.
- ✓ Les consommateurs, quel que soit le niveau où ils se situent, ne se contentent plus d'un service aléatoire et tolèrent de moins en moins les coupures. Le terme « délestage », réservé auparavant à un emploi purement professionnel, est devenu le maître mot de l'appréciation de la qualité.
- ✓ Le volet de la consommation et de sa dynamique constitue sans nul doute le volet le plus incitatif à l'investissement.

3) Les possibilités de vente à l'international

- ✓ L'existence de connexions, la proximité du marché européen qui le rendent accessible et les projets de renforcement de ces mêmes connexions constituent des opportunités de vente intéressantes qui suffisent à justifier tout nouvel investissement dans le domaine de la production.
- ✓ La forte croissance d'investissement dans le secteur des hydrocarbures,
- ✓ La vente d'énergie primaire (pétrole ou gaz) et celle d'énergie transformée (électricité) partagent les mêmes gains escomptés comme les mêmes risques encourus.
- ✓ L'électricité bénéficie même de nombreux éléments favorables, notamment la simplicité et le faible coût de son transport, mais aussi la réduction des émissions de CO₂.

Il s'agit certainement d'une voie intéressante à explorer pour stimuler l'investissement dans la production algérienne.

4) La disponibilité des sources d'énergie

- ✓ L'Algérie bénéficie d'une situation privilégiée en matière de disponibilité de ressources énergétiques.
- ✓ Les réserves appréciables en pétrole et en gaz naturel assureront le long terme la couverture des besoins énergétiques du pays sans recours à l'importation.
- ✓ Les infrastructures de transport développées permettent d'acheminer ces ressources partout dans le pays à moindre coût pour les investisseurs potentiels en production.
- ✓ L'énergie solaire en Algérie fait apparaître un potentiel considérable pour l'utilisation et l'exploitation.

5) Les possibilités d'intégrations

- ✓ L'Algérie dispose d'une législation primaire datant de 2002 qui est similaire, dans ses principes et ses fondements juridiques et organisationnels, à celle en vigueur dans les pays de l'UE ;
- ✓ Les institutions et opérateurs principaux prévus par la législation européenne existent en Algérie un Régulateur (CREG), un Opérateur du Système chargé du dispatching et un Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT). L'opérateur de Marché est prévu par la loi.
- ✓ Il y a une vision favorable au marché (bien que adapté aux circonstances du pays), qui devrait entraîner une meilleure efficacité et une réduction des prix ;

- ✓ l'État peut soutenir les investissements en énergies renouvelables. Les générateurs d'électricité à partir de sources renouvelables peuvent en effet bénéficier d'un prix subventionné, s'ils répondent à une demande de la CREG ;
- ✓ L'interconnexion Algérie-Maroc, d'une puissance nominale de 2500 MW, se fait à 400 KV et il n'y a pas de limitations physiques aux échanges vers le Maroc ;
- ✓ L'Algérie disposera à court terme d'excédents de puissance pour exporter,
- ✓ En plus des possibilités indiquées pour l'Algérie, le Maroc dispose d'une capacité proche à 800 MW pour l'exportation à Espagne ;
- ✓ en Algérie, Maroc ou et on Tunisie une forte volonté de devenir exportateurs d'énergie électrique vers l'UE, notamment d'origine renouvelable.

Toutefois, la situation macroéconomique de l'Algérie comme celle du marché de l'électricité présentent quelques éléments négatifs qui, dans l'ensemble, vont à l'encontre de la réalisation de ce but. Mais il existe d'importants avantages naturels qui donnent à l'Algérie de grandes chances de réussir la réalisation d'un marché d'électricité concurrentiel.

Conclusion

A travers ce chapitre nous pensons que l'Algérie est un pays qui jouit d'une position relativement enviable en matière énergétique. Les réserves en hydrocarbures dont il dispose et les niveaux actuels de consommation nécessaires à la couverture de ses besoins propres lui permettent de rester momentanément serein.

Dans l'immédiat, le problème énergétique qui se pose en terme de stratégie de valorisation de ces ressources pour les besoins du développement du pays, de choix d'une véritable politique énergétique à long terme et de définir immédiatement un modèle cohérent de consommation énergétique couvrant à court et moyen terme, avant la date fatidique de l'épuisement de ses ressources stratégiques.

Nous avons vu que la démographie galopante et l'ère des nouvelles technologies de communications, et l'amélioration des conditions de vie des citoyennes, l'évolution de la demande électrique nécessitent de très importants investissements que réclament la production et à la distribution de l'électricité, cette énergie est particulièrement vue, en Algérie, comme une énergie "noble".

Nous avons observé que la grande majorité des investissements continue d'être engagée par l'opérateur historique, le risque étant de renforcer sa position dominante et d'empêcher d'arrivée de nouveaux producteurs véritablement indépendants.


Nous avons montré antérieurement que le gaz constitue, d'une part, le choix fondamental de l'Algérie en matière de couverture des besoins énergétiques à long terme, en raison du grand réserves et sa contribution dans la génération de l'électricité, et d'autre part, une source de devises importante pour le pays via l'exportation dont son principal débouché le marché européen.

Dans ce contexte, la production électrique à partir du renouvelable est devenu impérative à cause de l'épuisement dans les années avenir de l'énergie gazier et son influence sur l'économie du marché pour l'équilibration cette énergie qui sera utilisée à l'emploi d'énergie pour l'exportation (le gaz est unique ressource à l'exportation du pays).

Les recommandations et les suggestions

Nous proposons, dans le cadre des recommandations dans le but d'améliorer la situation, les propositions sont les suivantes, l'action doit être mise sur un ensemble d'axes :

- La restructuration patrimoniale – l'ouverture du capital de SONELGAZ SPE et de ses filiales dans le but de réduire la concentration du parc de production à 30 % au maximum ;
- La restructuration organisationnelle due secteur – la séparation totale de l'opérateur du système et du marché dans une entité tout à fait indépendante des intérêts de la production, de la fourniture et surtout de la SONELGAZ.
- La mise en place du l'Opérateur Marché (OM).
- Réaliser au plus tôt le programme des interconnexions entre les trois pays (Algérie, Maroc, Tunisie) et renforcer les infrastructures (portes, les chemins de fer, les aéroports internationaux) ;
- Revoir le plan de développement en accélère le processus de déclasserment des centrales
- La bonne pratique pour un marché libéralisé (réduire le poids de l'état, facilite le renforcement du secteur privée IPP,
- La restructuration organisationnelle due secteur
- Passation des marchés part des contrats "take or pay" (Dans un marché avec beaucoup de risque comme aujourd'hui en Algérie, il est tout à fait naturel qu'un investisseur demande à se protéger par un contrat assez rigide et de style "take or pay").
- Trouvé des partenaires, pour répondre aux besoins nationaux en électricité.
- Réaménagement des structures du pouvoir algérien assis sur la rente (contrat de partage 51/49).
- Maintenir les comptes séparés pour chaque fonction dans la chaîne d'approvisionnement prévue dans la loi : Production, Transport, Opération du système, Opération du marché, Commercialisation, Distribution
- Promouvoir une politique de communication portant sur les réformes, pour une bonne l'image du pays, par la mise en ligne des textes législatives en plusieurs langues.
- Fluidité de la circulation de l'information
- Mettre l'administration à la portée de l'investisseur
- Éliminer les blocages administratifs
- Faciliter les procédures bancaires de respect pour les engagements contractuels et de garanties de paiement et assurer l'accès au crédit pour les investisseurs.
- Résoudre le problème du foncier

A decorative blue floral border with intricate scrollwork and leaf patterns, framing the central text.

Conclusion générale

Conclusion générale

La détermination de la matrice énergétique d'un pays fait partie de la thématique de sécurité de l'approvisionnement, qui est un sujet hautement politique et qui ressort donc de la compétence des autorités politiques.

D'après l'analyse des chapitres précédents, nous constatons que dans le marché électrique, la sécurité de l'approvisionnement est prise en compte au moment de déterminer la matrice énergétique et de décider, autoriser ou encourager la production de l'électricité à partir de certaines sources énergétiques primaires. Elle est déterminée selon les diverses caractéristiques de chaque pays : la disponibilité interne des sources énergétiques primaires et/ou l'accès à celles-ci dans des conditions favorables (par rapport à leurs marchés internationaux, prix, proximité avec les pays producteurs et consommateurs, etc.), les conditions économiques et sociales, le niveau de pollution que la législation environnementale permet, etc. Toutes ces questions font partie de la problématique de la sécurité de l'approvisionnement énergétique qui est un des piliers de la politique énergétique. La conception des marchés énergétiques et leur ouverture à la concurrence constituent un autre pilier, qui doit être cohérent avec les autres.

En plus des anciennes installations d'hydroélectricité, de nombreux pays et régions (entre autres ceux de l'Union Européenne) ont ces dernières années commencé à encourager la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables, cependant, dans la plupart des pays méditerranéens la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (sauf pour les grands parcs hydroélectriques, et dans quelques cas l'éolien) n'est pas encore économiquement compétitive à grande échelle en comparaison avec la production issue des sources énergétiques traditionnelles, malgré l'ensemble de la région MENA est doté d'importantes ressources d'énergies renouvelables mais le coût de production reste élevé, c'est la principale contrainte.

L'objectif de ce mémoire est de préciser la place et la concurrence de l'Algérie sur le marché euro méditerranée de l'électricité est d'estimer le potentiel d'exportation. L'analyse de la situation nous montre que les conditions nécessaires à la concurrence sont loin du potentiel énergétique de l'Algérie.

Nous avons remarqué que depuis l'indépendance, une progression importante dans la consommation électrique due à l'amélioration des conditions de vie (emploi d'appareils

électriques). Malgré l'évolution technologique dans le domaine des énergies renouvelables le cout de production reste élevé, principale contrainte.

Nous avons observé que le développement de l'Union Européenne et l'augmentation prévue de sa demande gazière, dans le secteur de la production d'électricité, peut constituer un atout majeur pour l'Algérie afin de faire face à une concurrence future intense sur ce marché et offre des opportunités à l'exportation d'énergie électrique.

Toutefois, nous avons constaté au cours de ce travail que la demande électrique en Algérie à l'horizon 2030 augmente avec l'évolution démographique et économique. Cette hausse s'accompagnera par une forte demande sur les produit gazier qui épuisera à long terme les ressources conventionnelles.

Actuellement, des projets d'extension de réseaux et de multiplication des interconnexions au niveau international existant dans notre pays. Les engagements vers l'avenir pour la production et l'exportation d'électricité résultent plus de décisions et les interconnexions sont utilisé, il faudrait les utiliser au moins à bon escient, faire du partage de réserve, l'utilisation des sources renouvelables et faire de la diversité entre réseaux.

A l'heure actuelle, l'Algérie est engagée dans deux grands projets qui donnent une place à l'énergie solaire et à l'énergie éolienne, la centrale gaz-solaire de Hassi R'Mel et la ferme éolienne de Tindouf, à travers le groupe NEAL. Elle donne l'opportunité au secteur privé d'investir dans le marché de l'électricité et la distribution du gaz par canalisations grâce à la loi qui en ouvre l'accès (loi 02-01 du 5 février 2002).

En ce qui concerne les nouvelles capacités de production déjà décrites, elles amélioreront beaucoup la sécurité de l'approvisionnement. Elles permettront à l'Algérie d'avoir une capacité de production excédentaire pour couvrir la croissance de sa demande interne et même de ses exportations.

Nous recommandant les solutions suivantes :

- Création d'un cadre juridique des systèmes électriques commun, ce qui pourrait produire des situations concurrentielles pour les échanges d'électricité.
- Compléter la réforme institutionnelle, législative et mettre en place toutes les autres conditions nécessaires pour permettre le fonctionnement d'un marché concurrentiel.

- Diminuer de l'intensité énergétique (engager des mesures de l'efficacité énergétique) dans le but de la lutte contre le gaspillage d'énergie.
- La sécurité d'approvisionnement en énergie électrique, la lutte contre le changement climatique et l'accès à l'énergie avec un cout réduit doivent être des objectifs stratégiques fixes par l'état.
- Le renforcement de l'interconnexion Algéro-Marocaine n'est qu'une étape. Elle devrait déboucher sur le transport de l'électricité vers l'Espagne et, à travers le Maroc puis vers l'Europe du sud.
- La Modernisation du cadre des investissements : Le gouvernement devrait libéraliser le système économique, réduire leur poids et faciliter l'entrée du secteur privé pour créer un environnement favorable à la création des entreprises électriques (L'ouverture de marché à l'investisseur privée comme le cas du Maroc) associer les indépendants à la production du renouvelable.
- Passation des marchés part des contrats "take or pay" (un point de vue du marché et du développement de la concurrence et l'installation des nouvelles capacités)
- La mobilisation des ressources nationales par la montée en puissance des énergies renouvelables dans toutes ses formes : solaire, éolien, géothermique ...(etc)

Nous constatons qu'il est difficile de parler d'un après-pétrole qui semble lointain, l'éducation au développement durable nous impose pourtant d'y faire mention sous peine de ne pas garantir aux générations futures, à l'horizon 2030, les mêmes chances de qualité de vie actuelle.

Nous remarquons que Les énergies renouvelables sont reconnues pour être un secteur créateur d'emplois : la maîtrise de la technologie des énergies renouvelables est la seule garantie pour mettre en confiance l'utilisateur potentiel encore faut-il que la ressource humaine spécialisée soit formée, les nouvelles technologies exigent de nouvelles compétences et la création de micro entreprises et d'industrie de production.

Ce sont autant des voies à explorer, à quantifier et à chiffrer pour que la maîtrise de la demande énergétique et en premier lieu électrique soit en adéquation avec la croissance démographique du pays.

A decorative blue floral border with intricate scrollwork and leaf patterns, framing the central text.

Références

Bibliographiques

Bibliographie

- [1] JeanGuy Devezeaux de Lavergne, L'Europe de l'énergie : mythe ou réalité de demain ? La lettre de l'I-tésé (l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques) CEA, 2012
- [2] Pierre Bocquillon, l'intégration des réseaux électriques et gaziers en Méditerranée, mémoire de recherche de Master 1, Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, 2007 -2008,
- [3] Source des informations : publications d'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity ou Réseau européen des gestionnaires de transport de l'électricité)
- [4] Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Le prix de l'électricité pourrait grimper de 30% d'ici à 2016, janvier 2012
- [5] Maryse ARDITI, Robert DURDILLY, "Quelle trajectoire pour atteindre le mix énergétique en 2025 ? Quels types de scénarios possibles à horizon 2030 et 2050, dans le respect des engagements climatiques de la France ?", Mai 2013
- [6] Jacques Percebois et Laurant David, Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité, 2001 : CREDEN, Faculté des sciences économiques, Université Montpellier 1.
- [7] Marie Greffe, la libéralisation du marché du gaz et de l'électricité, form'action André Renard , FAR 2006
- [8] AGELIER J.P, "Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementé, Université Pierre Mendès-France, Avril 2005
- [9] BERTRAND DU MARAIS, JEAN PHILIPPE KOVAR, STEPHANE RODRIGUES, Concurrence, revue des droits de la concurrence, université PARIS X, Université Robert Schuman de Strasbourg, Université Paris Panthéon-Sorbonne, Concurrences N° 4-2009
- [10] M. JEAN-CLAUDE LENOIR, Assemblée Nationale, au nom de la commission des affaires économiques, sur le projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, 2010
- [11] Cécile KEREBEL, Fiches techniques sur l'Union européenne, marché intérieur de l'énergie, 2013
- [12] Libéralisation des marchés de gaz et de l'électricité, <http://www.euractiv.fr> (EurActiv : European Union Information Website (EU and Europe), septembre 2012
- [13] François MIRABEL, la déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz, Edition presse de mine 2012

[14] Jeunes Forces Démocrates, Débat national sur la transition énergétique, quelle transition énergétique?, Mars 2013

[15] Nadia CHEBEL - HORSTAMANN, La régulation du marché de l'électricité concurrence et accès aux réseaux, Edition l'Hormattan.

[16] Chevalier J.-M., Percebois J., 2008, Rapport, Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France, Rapport du Conseil d'Analyse Economique, La documentation Française, Paris,

[17] Franco ROMERIO, énergie, économie, environnement, le cas du secteur de l'électricité en Europe entre passé, présent et futur, Edition librairie Droz 1994.

[18] Valentin crastan, Economie énergétique, économie électrique et libéralisation du marché, Les réseaux d'énergie électrique 3 A, ©LAVOISIER, 2009

[19] Najat Yamouri, La Banque mondial, Le secteur de l'énergie au Moyen-Orient et en Afrique du Nord (<http://web.worldbank.org>) 2011

[20] Fraunhofer, Banque mondiale, évaluation du potentiel de production locale aux fins de projets d'énergie solaire concentrée (CSP) dans la région Moyen - Orient et Afrique du Nord (MENA), ESMAP.

[21] Serge REY, Professeur, La Macroéconomie des PSEM: État des lieux et relations avec l'Union Européenne, Université de Pau et des Pays de l'Adour

[22] Selon le scénario conservateur de l'OME basé sur les tendances passées, les politiques en vigueur et les projets en cours mais intégrant une approche prudente pour l'application des politiques et des projets prévus, 2013.

[23] Jean-Philippe Cueille, Pays pétroliers et gaziers du Maghreb et du Moyen-Orient, IFP Énergies nouvelles, panorama 2012

[24] Alain Liébard , Claude Nahon, Michel Auzet, La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, Observ'ER et EDF, Edition 2013

[25] MONCEF BEN ABDALLAH, SAMIR ALLAL, JACQUES KAPPAUF ET MOURAD PREURE, MORGAN MOZAS, vers une communauté euro - méditerranéenne de l'énergie, Passer de l'import-export à un nouveau modèle énergétique régional, IPEMD, Mai 2013

[26] Patricia Jezequel, Alain de Pommereau, la Boucle électrique le marché euro-méditerranéen de l'électricité, IPEMED, septembre 2010

[27] Frederic REVEIZ, Gerard MALENGE, Pierre HOLVECK, Med Nourredine DBOUIB, Hamid HADDOUCHE, Mohammed HMAMMOUCHI, Intégrat ion progressive des marchés

d'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne, Programme MEDA de l'Union Européenne, Action 14, juin 2010

[28] Bilan énergétique, rapport d'activité 2011, office national de l'électricité Maroc (ONE)

[29] Emmanuel Brigot, Intégration Progressive Des Marchés D'électricité De L'algérie, Du Maroc Et De La Tunisie Dans Le Marche Interieur De L'électricité De L'union Européenne, Programme MEDA de l'Union Européenne, Action 13, Juin 2010

[30] Rabah TOUILAB, Le système électrique et gazier algérien organisation - évolution et perspectives, Sonelgaz, 2012

[31] José Manuel Carnicer, Roberto Francia, Intégration progressive des marchés d'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne, Programme MEDA de l'Union Européenne, Action 12, juin 2010

[32] Samuele FURFARI, Politique et géopolitique de l'énergie, une analyse des tensions internationales au XXI siècle, Edition TECHNIP 2007

[33] ABDENOUR KERAMANE, La Boucle électrique le marché euro-méditerranéen de l'électricité, IPEMED 2010.

[34] Patricia Jezequel, Alain de Pommereau, Énergies renouvelables en Méditerranée IPEMED, Mars 2010

[35] Renaud MENARD, investissement dans le réseau électrique : un moyen de lutte efficace contre les pouvoirs de marché des producteurs, cahiers de recherche, CREDEN, Université de Montpellier I

[35] EMANUELE SANTI, SAOUSSEN BEN ROMDHANE ET WILLIAM SHAW, Libérer le potentiel de l'Afrique du nord grâce à l'intégration régionale, DÉFIS ET OPPORTUNITÉS,

[36] Ministère de l'énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement, bilan des investissements dans le secteur de l'énergie et des mines, Septembre 2013

[37] Sophia Antipolis, infrastructures et développement énergétique durable en méditerranée : perspectives 2025, Plan Bleu 2009, centre d'activités régionales PAM -PNUE, 2009.

[38] Ahmed NAKKOUCH directeur général de l'ONE

[39] EL HABIB EL ANDALOUSSI, infrastructures et développement énergétique durable en méditerranée : perspectives 2025, les cahiers du plan bleu 6, mars 2010

[40] Abdenour KERAMANE, la boucle électrique, le marché euro - méditerranéen de l'électricité, IPEMD (institut de prospective économique du monde méditerranéen, 2010

[41] A. Keramane "les interconnexions électriques autour du bassin méditerranéen et leur impact sur les relations euro - arabes"

[42] Bilan électrique, La boucle électrique méditerranéenne, RTE, 2012

[43] Thomas Schnee, « Désertec : un projet solaire de 400 milliards d'euros », www.lexpress.fr, 17 juin 2009.

[44] Florian Zickfeld, Aglaia Wieland, « Desert Power 2050 » : un système EU-Mena intégré avec plus de 90 % d'énergies renouvelables ,<http://www.agenceecofin.com> , 25 juin 2012.

[45] Emmanuel Autier, Rachida Boughriet Comment pérenniser le développement du mégaprojet Desertec ?, année 2012

[46] C. Jaidani, Affaire Desertec : Quels risques pour la stratégie solaire?, finances news 2013

[47] Banque Africaine de Développement, centrale solaire d'ouarzazate – phase i, rapport d'évaluation de projet, avril 2012

[48] Décret présidentiel n° 02-195 du 19 Rabie El Aout 1423 correspondant au 1^{er} juin 2002

[49] EL CHARBI NAJLA, la centrale hybride de Hassi R'mel, CDER, 2011

[50] Alexandre GOUDINEAU, Les énergies conventionnelles en Algérie, UBIFRANCE et les Missions économiques, 2010

[51] Ministère de l'énergie et des mines Algérie, les réseaux électriques nationaux, 2013

[52] Youcef Yousfi, priorité à l'amélioration des capacités nationales de production, (Le ministre de l'Énergie et des Mines), article, publié le 03/08/2011

[53] Akila khoufja, défi pour une autonomie partielle de la production d'électricité par cogénération, CDER, avril 2013

[54] Démarrage de la construction de la méga centrale électrique de Cap- Djinet, CDER, Mars 2013,

[55] Abdelkader Khour, Algérie : une importante centrale de 1200 MW attendue dans 36 mois,CDER, aout 2012

[56] Bali azzouz, cherif mohamed chérif,rapport d'activité et comptes de gestion consolidés, Sonelgaz, 2012

[57] Rapport d'activité et comptes consolidés du groupe, Sonelgaz, 2012

[58] ECHOS, Début des travaux de construction d'une mini centrale pilote solaire à GHARDAIA, groupe Sonelgaz, janvier 2013

[59] Manel ait mekideche, rencontre sonelgaz – Medgrid, sonelgaz, septembre 2011

[60] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, ministère de l'énergie et des mines, et société du groupe sonelgaz.

[61] ABDEL NASSER CHERIGUI, les énergies du futur en Algérie : Sécurité, Enjeux et Perspectives, Université Joseph Fourier de Grenoble, 2012.

[62] Abderrahmane Mebtoul, professeur des universités, l'Algérie et la sécurité énergétique : quelle transition face au nouvel ordre mondial, juin 2013

[63] Amal belkessam, L'Algérie met le cap sur les énergies renouvelables, ECONOSTRUM, l'actualité économique en méditerranée, 2013

[64] Yazid Ferhat, « Algérie-Un premier projet de production de 1000 MW avec Desertec », Maghreb Emergent, 14 juin 2012



Annexes

Annexe 1

TABLEAU 1 (Interconnexions Électriques au Maghreb et Maghreb – Europe)

Du pays A	S/station A	Au pays B	S/station B	Type (CA/CC)	Tension	Capacité	Date de mise en service	État
Algérie	Ghazaouet	Maroc	Oujda	CA	225 KV	640 MW	1988	Opérationnelle
Algérie	Tlemcen	Maroc	Oujda	CA	225 KV	640 MW	1992	Opérationnelle
Algérie	Hassi Aneur	Maroc	Bourdin	CA	2x400 KV	1720x2 MW	2006 - 2009	Opérationnelle
Algérie	Djebel Onk	Tunisie	Metlaoui	CA	150 KV	510 MW	1984	Opérationnelle
Algérie	El Aouinet	Tunisie	Tajerouine	CA	225 KV	640 MW	1988	Opérationnelle
Algérie	El Aouinet	Tunisie	Tajerouine	CA	90 KV	380 MW	1971	Opérationnelle
Algérie	Kala	Tunisie	Fernana	CA	90 KV	510 MW	1972	Opérationnelle
Algérie	Cheffia	Tunisie	Jendouba	CA	400 (exploité à 220 KV)	1720x2 MW	2005 – 2010	Opérationnelle
Algérie		Libye					A l'étude	Opérationnelle
Maroc	Melloussa	Espagne	Tarifa	CA	400 KV	1400 MW	1996	Opérationnelle
Maroc	Melloussa/2	Espagne	Tarifa/2	CA	400 KV	960 MW	2006	Opérationnelle
Tunisie	Medenine	Libye	Abukamash	CA	220 KV	2x620 MW	2003	Terminés, attente de mise ne service
Tunisie	Tataouine	Libye	Rowis	CA	620 KV	620 MW	2003	Terminés, attente de mise ne service

Source : Cahiers du Plan Bleu 6, "infrastructure et développement énergétique durable en méditerranée : perspectives 2025"

Annexe 2

Tableau : programme proposé pour la région MENA

Pays	Nombre de projets	Localisation	Capacité (MW)	Coût (M US\$)	Contribution CTF (M US\$)
Algérie	3	M'Ghaier	80	322	58
		Naama	70	285	51
		Hassi R'mel II	70	285	51
Égypte	2	Kom Ombo	70	370	51
		Marsa Alam	30	270	44
Jordanie	2	Province de Maan	100	418	72
		Ligne Aqaba-Qatrán		410	40
Maroc	3	Tan-Tan	50	240	35
		Ain Beni Mathar	125	525	90
		Ouarzazate	100	440	72
Tunisie	3	Projet IPP-CSP	100	450	73
		Elmed-CSP	100+	450	73
		Ligne Tunisie-Italie		1140	40
Total	13		900 MW	5604	750

Liste des projets dans le pipeline (source : Rapport IGF – France)

Annexe 3

Tableau 8. Projets d'interconnexions électriques pour compléter la boucle

Pays 1	via	à Pays 2	Capacité	Type de liaison	Coût estimé En MEuros	Année prévue MES
<i>Algérie</i>	direct	<i>Espagne</i>	2x 1000 MW	CCHT	675	2010+
<i>Algérie</i>	Sardaigne	<i>Italie</i>	2x 500 MW	CCHT	700	
<i>Tunisie</i>		<i>Italie</i>	1000 MW	CCHT		>2015
<i>Libye</i>	Malte? Et autres tracés	<i>Italie</i>	2x 500 MW	CCHT	1200	
<i>Libye</i>		<i>Tunisie</i>		Dos à dos en CC	40	Solution au pb technique actuel de la liaison entre les blocs Ouest & Est 2012 ?
<i>Turquie</i>		<i>UCTE</i>	1000		200	>2015
<i>Monténégro</i>		<i>Italie</i>		CCHT		En cours d'étude

Source : COMELEC, Medelec, UAPDTE

Annexe 4

Tableau 7. Liste des interconnexions électriques dans les PSEM

Du Pays A	de la S/station A	au Pays B	à la s/station B	Type CA/CC	Voltage [kV]	Thermal limit (A) winter	Date de MES
Algérie	Ghazaouet	Maroc	Oujda	CA	225	640	1988
Algérie	Tlemcen	Maroc	Oujda	CA	225	640	1992
Algérie	Hassi Ameur	Maroc	Bourdim	CA	225 (400)	1720x2	2006 (Fin 2009)
Algérie	Djebel Onk	Tunisie	Metlaoui	CA	150	510	1984
Algérie	El Aouinet	Tunisie	Tajerouine	CA	225	640	1988
Algérie	El Aouinet	Tunisie	Tajerouine	CA	90	380	1971
Algérie	El Kala	Tunisie	Fernana	CA	90	510	1972
Algérie	Cheffia	Tunisie	Jendouba	CA	220 (400)	1720x2	2005 (2010)
Algérie		Libye					à l'étude
Maroc	Melloussa	Espagne	Tarifa	CA	400	1400 MW	1996
Maroc	Melloussa/2	Espagne	Tarifa/2	CA	400	960	2006
Tunisie	Medenine	Libye	Abukamash	CA	220	2x620	2003*
Tunisie	Tataouine	Libye	Rowis	CA	220	620	2003*
Libye	Tobruk	Egypte	Saloum	CA	220	2x630	1998
Egypte	Taba	Jordanie	Aqaba	CA	400	1270	1997
Egypte	Rafah	Palestine	Rafah	CA	22	17 MW	--
Jordanie	Suweimeh S/S	Palestine	Jericho**		33 (132)	20 MW	Fev 2008
Jordanie	Irbed	Syrie	Cheikmiskin	CA	230	770	1980
Jordanie	Amman North	Syrie	Der Ali	CA	400	1450	2001
Liban	Deir Nebouh	Syrie	Tartus	CA	230	770	1972
Liban	Kesara	Syrie	Dimas	CA	400 (**)	1660	2009
Liban	Anjar	Syrie	Dimas	CA	2x66	960 (***)	1972
Syrie	Aleppo	Turquie	Birecik	CA	400	n.a.	2007.
Turquie	Babaeski	Bulgarie	Maritsa East	CA	400	500 MW	
Turquie	Hamitabat	Bulgarie	Maritsa East (III)	CA	400	2000 MW	2002
Turquie	Hopa	Géorgie	Batum	CA	220	300 MW	
Turquie	Kars	Arménie	Leninakan	CA	220	300 MW	
Turquie	PS3	Irak	Zakho	CA	400	500 MW	
Turquie	Igdir	Nahcievan	Babek	CA	400	100 MW	
Turquie	Dogubeyazit	Iran	Bazargan	CA	154	100 MW	
Turquie	Baskale	Iran	Khoy	CA	154	200 MW	
Grèce	Arachthos	Italie	Galatina	CC	400	500 MW	fin 2001
Grèce	Kardia	Albanie	Elbasan	CA	400	600 MW	
Grèce	Thessaloniki	Macedonie	Negotino	CA	400	1400 MW	
Serbie&M.	Prizen	Albanie	Fierza	CA	220	300 MW	
Serbie&M.	Podgorica	Albanie	Vau Dejes	CA	220	275 MW	

Source : MedRing Avril 2010 ; Medelec, COMELEC, UAE, OME *achevée mais non encore mis en service ; **Double circ côté libanais et un circuit côté syrien ; *** Capacité thermique de 110 MVA mais la ligne est exploitée avec limite échanges 50 M



Table des matières

Table de matière

Introduction générale	01
 Chapitre 1 : Le marché européen de l'électricité	
Introduction.....	06
I. La consommation et l'échange d'électricité dans la zone européenne.....	07
1. La production et la consommation de l'électricité	07
a) La production de l'électricité	07
b) La consommation de l'électricité	12
II. Le rôle des combustibles fossiles dans la production électrique d'Europe	13
1. Le charbon dans la production électrique de l'Europe	13
2. Le gaz dans la production électrique de l'Europe	14
3. Le pétrole dans la production d'électricité de l'Europe	16
4. Le nucléaire dans la production d'électricité de l'Europe.....	16
III. La composition de la production d'électricité en Europe et le cycle de vie des unités de production	17
IV. Le réseau de transport d'électricité européen actuel (chiffres clés)	18
1. Les échanges d'électricité entre pays européens	19
2. Le paramètre de choix de l'échelle européen pour le transport électrique	20
V. Les déséquilibres production - consommation et échanges d'électricité.....	20
1. L'importance et la complexité des échanges électriques européens	21
2. Les limites des échanges au sud.....	23
VI. L'analyse et l'interprétation.....	24
1. La France devient exportatrice nette d'électricité.....	24
2. Une stratégie énergétique européenne et française qui vise le long terme.....	25
a) Les émissions de gaz à effet de serre	25
b) Mix électrique	26
b-1) Le parc nucléaire	26
b-2) Les énergies renouvelables	26
3. Les orientations apparaissent	29
Conclusion.....	31
 Chapitre 2 : La régulation et les politiques de réseaux aux frontières sud de l'Union Européenne	
Introduction	33
I. La libéralisation du marché du gaz et de l'électricité.....	34
II. La libéralisation et les modes de régulation des réseaux en Méditerranée	34
1. Le processus de libéralisation des marchés européen	34
1.1. Les réseaux électriques européens avant la libéralisation	34
1.2. La libéralisation des marchés de l'électricité en Europe	35
1.3. La régulation du marché de l'électricité.....	36
1.4. Les principaux éléments des directives	39
1.5. Le renforcement des marchés de l'électricité.....	39
1.6. La sécurité d'approvisionnement en électricité.....	41
1.7. L'extension du marché européen vers le Sud.....	40
2. La dynamique de libéralisation des marchés au sud de la Méditerranée.....	42
2.1 Les logiques de la libéralisation.....	42
2.2 La restructuration du secteur électrique.....	43
3. La libéralisation et le développement des réseaux en Méditerranée.....	44

3.1 L'impacts de la libéralisation des marchés européens sur les partenaires du Sud.....	44
3.2 Le modèle européen de libéralisation pour la rive sud	45
III. Les acteurs institutionnels de l'intégration euro-méditerranéenne.....	46
IV. l'intégration des réseaux dans une problématique de développement durable.....	47
1. l'intégration de l'environnement dans les politiques de réseaux.....	47
1.1. Les réseaux et protection de l'environnement.....	48
1.2. Les réseaux, les énergies renouvelables et efficacité énergétique.....	48
a) Réseaux et énergies renouvelables.....	48
b) Réseaux et efficacité énergétique.....	49
Conclusion.....	51

Chapitre 3 : Le marché électrique du Moyen - Orient et de l'Afrique du Nord

Introduction	53
I. la Croissance de la production et les poids des hydrocarbures en Afrique du Nord et au Moyen-Orient.....	54
II. L'efficacité énergétique dans PSEM.....	55
1. La zone géographique	55
2. Les chiffres clés de l'efficacité énergétique.....	56
3. La consommation d'énergie finale.....	56
a) Par secteur et par produit.....	56
b) Par habitant et par pays.....	57
4. L'explosion des usages de l'électricité.....	58
5. Les politiques d'efficacité énergétique diverses au sein des PSEM.....	59
III. La structure de la production d'électricité	60
1. Moyen orient	60
a) La structure de la production par pays	61
2. L'Afrique du nord	62
2.1) L'Égypte	63
2.2) Les pays de Maghreb	64
2.2.1) La coopération des échanges au Maghreb.....	65
2.2.2) Le Maroc	66
a) Le système électrique marocain.....	66
b) La production.....	66
c) Les combustibles	67
2.2.3) La Tunisie	68
a) Le système électrique Tunisien	69
b) La production.....	69
c) Les combustibles.....	70
2.4. La Libye	70
2.5. L'Algérie	71
IV. Les interconnexions et l'échanges d'électricité.....	72
1. Le contexte des interconnexions au Afrique du Nord (ETUDE ELTAM 2003)	72
2) L'interconnexion Maghrébin	72
a) Maroc – Algérie.....	73
b) Tunisie – Algérie.....	73
c) Lien 400 kV à travers la Tunisie.....	73
3) les points communs visant l'ensemble des pays Maghrébins et L'UE	73
a) La structure des systèmes nationaux d'électricité.....	73
b) Les différentes sources renouvelables d'énergie	75
c) L'impact social de la libéralisation des systèmes électriques.....	76

d) Le développement des interconnexions.....	76
V. Les programmes et stratégies d'efficacité énergétique des PSEM.....	76
VI. L'énergie renouvelable, un potentiel considérable	78
Conclusion	82

Chapitre 4 : Les réseaux électriques en méditerranée et le potentiel d'interconnexions

Introduction.....	84
I. L'intégration aux marches	85
1. Les avantages des interconnexions	85
2. L'interconnexion des réseaux électriques en Méditerranée.....	86
2.1 Les réseaux nationaux aux réseaux transnationaux.....	86
a) La constitution d'un réseau unifié en Europe	86
b) L'achèvement des réseaux nationaux au sud de la Méditerranée.....	88
b-1) L'achèvement des réseaux Algérien.....	88
b-2) L'achèvement des réseaux Marocain	89
b-3) L'achèvement des autres réseaux	89
2.2. Le développement des interconnexions au Sud	90
a) Le bloc du sud-est méditerranéen.....	90
b) Le bloc du sud-ouest méditerranéen.....	92
c) Le bloc Turc.....	93
II. Les infrastructures envisagées pour faire face à la demande future.....	94
1. Les importants besoins en matière d'infrastructures électriques	94
2. La boucle électrique méditerranéenne	95
3. Le potentiel d'échange électrique à valoriser entre l'UE et MENA.....	97
III. Les projets d'interconnexions électriques et de renforcement du réseau.....	99
1. MEDRING.....	99
1.1) L'autoroute électrique Espagne-Maroc-Algérie-Tunisie	100
1.2) Le projet ELTAM (Égypte, Libye, Tunisie, Algérie, Maroc)	101
1.3) L'interconnexion des PSEM Projet «EIJLLST»	102
1.4. Les projets de câbles électriques sous-marins à courant continu.....	104
a) Les projets de développement des interconnexions au sud-est de la Méditerranée.....	104
b) Les projets d'interconnexion de la rive nord - sud par des lignes haute tension en courant continu.....	105
1.5. Objectif de l'étude	107
a) Objectif général.....	107
b) Objectifs spécifiques.....	107
2. Les énergies renouvelables, un coup de fouet pour MedRing.....	108
2.1. Le plan solaire Méditerranée	108
2.2. DESERTEC	109
a)Les sept facteurs-clés de succès.....	110
b) Les technologies.....	111
b.1) Centrale csp (type cylindro-parabolique)	111
b.2) Centrales solaires photovoltaïques	111
b.3) L'éolien.....	112
c) Le projet Desertec est arrêté	112
c.1) Les risques pour la stratégie solaire du projet desertec	112
c.2) L'effet de la crise	113
c.3) Le projet de l'espoir	113
c.4) le Royaume du Maroc bénéficiaire de l'expertise de desertec	114
2.3. Transgren	115

Conclusion.....	116
Chapitre 5 : Le Marché Algérien de l'électricité	
Introduction	118
I. La situation actuelle et prévisions en Algérie.....	119
1. La demande d'électricité et ses prévisions	120
1.1. L'évolution de la demande électrique en Algérie	120
1.2. les prévisions de la demande électrique	122
2. La production et consommation électrique	123
2.1. La production.....	123
2.2 La consommation.....	128
3. Le transport de l'électricité	128
3.1. Structure du réseau de transport	129
3.2. Les interconnexions internationales.....	131
4. La distribution de l'électricité	132
5. Le Commercial et la tarification	134
6. La vente de la production	135
6.1. La vente aux clients et la tarification.....	135
6.2. La vente d'électricité par niveau de tension.....	136
6.3. Par société de distribution	136
7. Les échanges internationaux	137
8. La charge et la qualité de service	138
9. Les acteurs du système : l'opérateur du système	139
10. Les acteurs du système : l'opérateur marché	139
II. Les perspectives du groupe.....	139
1. Les dépenses prévisionnelles.....	140
2. Le renforcement du parc de production nationale	141
3. Le renforcement du parc de production (grand sud)	141
4. La construction du méga central électrique de Cap-Djinet.....	142
5. Le renforcement de l'interconnexion.....	143
5.1. Le renforcement de l'interconnexion entre l'Algérie et le Maroc	143
5.2. Le renforcement de l'interconnexion entre l'Algérie et la Tunisie.....	143
6. Les principales actions réalisées dans le domaine des ENR	144
6.1. Le ferme éolienne à Adrar	144
6.2. La fabrication de modules photovoltaïques (Rouiba Éclairage)	144
6.3. La réalisation d'une Centrale solaire à Ghardaïa (un projet pilote)	145
6.4. La création d'un comité d'intégration nationale des énergies renouvelables.	145
6.5. La création d'une association des gestionnaires des réseaux électriques méditerranéens.....	145
6.6. La recherche et le développement dans les ENR.....	146
III. Le programme national de développement des ENR	147
1. Le potentiel ENR réellement exploitable en Algérie.....	147
2. Les projets ENR (réalisés et en cours)	148
3. Les actions faites à cette transition énergétique.....	149
4. L'évolution de puissance cumulée (MW) à installer en 2030.....	150
4.1. L'énergie solaire thermique.....	152
4.2. L'énergie solaire photovoltaïque.....	153
4.3. L'Énergie éolienne.....	153
4.4.L' interprétation du programme	154
4.5. Les avantages de déploiement du technologie	154
4.6. Les contraintes, les impacts et les risques à gérer	155

IV. L'accord Sonelgaz et Desertec	156
V. L'interprétation de l'investissement dans les énergies renouvelables	157
VI. Les freins et les barrières à la concurrence	157
1) La position dominante de la SONELGAZ	158
2) La poursuite de l'investissement en production de SONELGAZ	158
3) Les questions des partenariats avec les firmes étrangères	158
4) L'indépendance de l'opérateur du marché – le risque « dispatch »	159
5) Le seuil d'éligibilité	159
6) Le système d'information	159
7) Les blocages des tarifs	159
8) Certaines dispositions du cadre législatif et réglementaire	160
9) Les difficultés administratives	160
10) Les obstacles des investissements dans les énergies renouvelables et les relations maghrébin	160
11) La réalité des affaires dans le pays	161
12) Le problème de foncier (l'accès au terrain d'assiette)	161
VII. Les points positifs	162
1) Une restructuration de la SONELGAZ	162
2) Une demande importante et en croissance continue	162
3) Les possibilités de vente à l'international.....	162
4) La disponibilité des sources d'énergie	163
5) Les possibilités d'intégrations	163
Recommandations	163
Conclusion.....	166
Conclusion générale	168

Résumé

La production et la distribution de l'énergie électrique ont aujourd'hui une importance stratégique due à la forte croissance de la demande induite par l'utilisation des nouvelles technologies. Les secteurs de l'électricité ont pour caractéristique de s'appuyer sur un réseau de transport et de distribution fort développé dont le rôle est déterminant pour assurer les approvisionnements d'énergie électrique des pays euro – méditerranéens. L'Énergie électrique ne se stocke pas, sa consommation est imprévisible. Pour mieux optimiser l'adéquation offre-demande et coûts, les pays européens du Sud ont dérégulé le marché européen électrique. Enfin, ils ont aussi mis en place l'ATR.

Dans le cadre de la fin probable de la production d'énergie électrique avec des ressources fossiles principalement le gaz pour l'Algérie et l'uranium et le charbon pour la rive nord de la méditerranée, nous tenterons d'étudier quelles sont les perspectives d'abord d'inclure dans le bouquet énergétique « Le renouvelable », et quelles sont les perspectives que peuvent ouvrir les interconnexions sud -sud et sud -nord pour un potentiel d'exportation d'énergie solaire du Sud vers le Nord.

Globalement, la présente étude a été réalisée pour voir l'accès au marché de l'union européenne de l'énergie renouvelable algérienne en particulier mais aussi maghrébine, et la position de l'Algérie dans le marché euro - méditerranéen de l'électricité à l'avenir.

Mots – clés : La production, la distribution, l'énergie électrique, réseau de transport, les approvisionnements, dérégulé le marché

Abstract

The production and distribution of electric energy today have strategic importance due to the strong growth in demand induced by the use of new technologies. The electricity sectors are characterized relying on a network of transportation and highly developed distribution whose role is crucial to ensure the power supply of the Euro - Mediterranean countries. The electrical energy cannot be stored, its consumption is unpredictable. To better optimize the balance between supply and demand and costs, the Southern European countries have deregulated European electricity market. Finally, they also introduced the ATR.

Under the probable end of the production of electrical energy with fossil gas resources primarily in Algeria and uranium and coal to the northern shore of the Mediterranean, we will try to study what are the prospects of initially inclusion in the energy mix "Renewable", and what are the prospects that can open south-south and north-south interconnections for solar energy from the South to the North export potential.

Overall, this study was performed to View market access to the European Union of the Algerian renewable energy in particular but also Maghreb, and Algeria's position in the euro market - Mediterranean electricity at the future.

Keywords: production, distribution, electric power, transportation network, supplies, deregulated market

ملخص

إن إنتاج وتوزيع الطاقة الكهربائية اليوم ذو أهمية استراتيجية نظرا للنمو القوي في الطلب الناجم عن استخدام التكنولوجيات الجديدة. ويتميز قطاع الكهرباء بالاعتماد على شبكة من وسائل النقل والتوزيع المتقدمة جدا التي تؤدي دورا حاسما لضمان إمدادات الطاقة في بلدان منطقة اليورو - متوسطة . لا يمكن تخزين الطاقة الكهربائية، ولا يمكن التنبؤ بطريقة استهلاكها. و من أجل تحسين التوازن بين العرض والطلب والتكاليف، فقد حررت بلدان جنوب أوروبا سوق الكهرباء الأوروبية . وأخيرا، أنها أدخلت أيضا ATR

تحت نهاية محتملة لتوليد الطاقة من موارد الغاز الحفري في المقام الأول في الجزائر واليورانيوم والفحم في الشاطئ الشمالي للبحر الأبيض المتوسط، سنحاول دراسة ما هي آفاق إدراج في مزيج الطاقة "المتجددة" ، وما هي الآفاق التي يمكن أن تفتحها العلاقات المتشابكة فيما بين بلدان "الجنوب-الجنوب" وبين "الشمال-الجنوب" من أجل إمكانية تصدير للطاقة الشمسية من الجنوب إلى الشمال.

وعموما، تم إجراء هذه الدراسة لمعرفة سبل الوصول إلى أسواق الاتحاد الأوروبي للطاقة المتجددة الجزائرية على وجه الخصوص، ولكن أيضا في شمال أفريقيا، ومستقبل الجزائر في سوق الكهرباء اليورو - متوسطة.

الكلمات المفتاح : الانتاج, التوزيع, الطاقة الكهربائية, شبكة النقل, الامدادات, تحريرالسوق.