



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès

Faculté de Technologie

Département de Génie Mécanique

Laboratoire des Matériaux et Systèmes Réactifs

THESE

Présentée pour l'obtention du Diplôme de Doctorat 3ème cycle

Par :

GOUAREH Abderrahmane

Spécialité : Génie Mécanique

Option : Energétique et Environnement

Intitulé de la thèse

Maîtrise et optimisation de la gestion énergétique en Algérie

Soutenue le : 17 / 01 / 2017

Composition de jury :

M. MAKHLOUF Mohammed	Professeur	Président	Univ. Sidi Bel Abbès
M. SETTOU Noureddine	Professeur	Directeur de thèse	Univ. Ouargla
M. KHALFI Ali	Professeur	Co-Directeur de thèse	Univ. Sidi Bel Abbès
M. BEGHIDJA Abdelhadi	Professeur	Examineur	Univ. Constantine
M. BENZAZZA Abdelyllah	Professeur	Examineur	Univ. Sidi Bel Abbès
M. DRAOUI Belkacem	Professeur	Examineur	Univ. Bechar

ANNEE UNIVERSITAIRE 2016/2017

Remerciements

Tout d'abord, je remercie **ALLAH**, le Tout Puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.

Un remerciement spécial va impérativement à mes parents.

Je tiens à exprimer, plus particulièrement, ma profonde reconnaissance et ma grande estime à mon directeur de thèse **Noureddine SETTOU**, professeur et chercheur au laboratoire VPRS à l'université de Ouargla pour m'avoir accueilli au sein de son équipe, pour sa grande disponibilité ainsi que ses encouragements constants, ce qui m'a apporté beaucoup tant sur le plan scientifique que personnel.

Je tiens à remercier également mon co-directeur de thèse **Ali KHALFI**, professeur chercheur au laboratoire LMSR et Recteur de l'université de Sidi Bel Abbes.

Mes remerciements vont également à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail, et en particulier :

Monsieur, **Mohammed MAKHLOUF** de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

Monsieur **Abdelhadi BEGHIDJA**, à l'université de Constantine pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail.

Monsieur **Abdelyllah BENZAZZA**, à l'université de Sidi Bel Abbes pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail.

Monsieur **Belkacem DRAOUI**, à l'université de Bechar pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail.

Un grand merci à toute ma famille, qui m'a toujours encouragé, qui a su me soutenir à chaque moment et à qui je dois tout.

Je tiens à remercier enfin **tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin** à réaliser ce travail.

Sommaire

	page
Liste des abréviations	i
Liste des tableaux	viii
Listes des figures	xi
Introduction générale	1
<i>Chapitre 1 : Contexte énergétique</i>	
1.1 Introduction	8
1.2. Les principaux enjeux énergétiques à l'échelle de la planète	8
1.2.1. Les ressources énergétiques mondiales	8
1.2.2. La demande énergétique mondiale	9
1.2.3. Impact environnemental	12
1.3. Contexte énergétique national	13
1.3.1. Pétrole	14
1.3.1.1. Réserves et production	14
1.3.1.2. Exportations	15
1.3.1.3. Les principaux acteurs de la filière	16
1.3.1.4. Des oléoducs et des terminaux d'exportation	17
1.3.2. Gaz naturel	19
1.3.2.1. Réserves et production	19
1.3.2.2. Réseau de transport et de distribution	19
1.3.2.3. Exportations	20
1.3.2.4. Grands projets transcontinentaux en cours	21
1.3.3. Secteur d'électricité	23
1.3.3.1. La structure du secteur de l'électricité	23
1.3.3.2. Production d'électricité	24
1.3.3.3. Transport et distribution	27
1.3.3.4. Interconnexions électriques	29

1.3.4. Cadre institutionnel et règlementaire du secteur de l'énergie en Algérie	31
1.3.4.1. Organisation du secteur	31
1.3.4.2. Cadre règlementaire du secteur	34
1.3.5. Système de tarification de l'énergie	35
1.4. Conclusion	37

Chapitre 2: Modélisation énergétique et élaboration d'un scénario énergétique de référence pour l'Algérie à l'horizon 2040.

2.1. Introduction	39
2.2. Classification des modèles énergétiques	40
2.2.1 Classification selon l'objectif du modèle	41
2.2.2 Classification selon le niveau d'analyse	41
2.2.3 Classification selon l'horizon temporel visé	42
2.3. Les grandes familles de modèles prospectives	42
2.3.1. Les modèles macro-économiques (top-down)	43
a. Les modèles d'équilibre général	43
b. Les modèles d'équilibre partiel énergétiques (macro-économétriques)	43
c. Les modèles intégrés de contrôle optimal (approche climatique)	44
2.3.2 Les modèles technologiques (technico-économique) (bottom-Up)	44
a. Les modèles d'optimisation	44
b. Les modèles de simulation	45
2.3.3. Des modèles hybrides	45
2.4. Les modèles de prospectives énergétiques	46
2.4.1. MARKAL (Market Allocation)	46
2.4.2. MEDEE (Modèle d'Evaluation de la Demande En Energie)	47
2.4.3. POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems)	48
2.5. Notion des scénarios	49
2.5.1. Le scénario tendanciel ou de référence	49
2.5.2. Le scénario volontariste	50
2.6. Synthèse sur les scénarios	50

2.6.1. Les scénarios au niveau international	50
2.6.2. Les scénarios au niveau européen	53
2.6.2.1. Les scénarios au niveau français	55
2.6.2.2. Scénario énergétique pour la Belgique à l’horizon 2030	57
2.6.3. Les scénarios énergétiques au niveau du Maghreb	58
2.6.3.1. Tunisie (Etude Stratégique du Mix Energétique pour la Production d’Electricité en Tunisie, Wuppertal/Tunis, publié en 2012)	58
2.6.3.2. Maroc (Maroc 2030)	59
2.6.3.3. Les scénarios au niveau Algérien	60
2.7. Modélisation énergétique pour l’Algérie à l’horizon 2040	66
2.7.1. Démarche et objectif de modélisation	66
2.7.2. Description du modèle autonome	67
2.7.3. Construction de scénario énergétique de référence	70
2.7.3.1 Système énergétique de référence	70
2.7.3.2 Analyse rétrospective et modélisation	71
2.7.3.3. Principales hypothèses du scénario de référence	72
2.7.4. Prévision de la demande d’énergie	74
2.7.4.1. Par secteur	74
2.7.4.2. Par matière	76
2.7.5. Scénario de référence faible et fort	77
2.8. Conclusion	78

Chapitre 3 : Evaluation micro-économique (Bottom-up) de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel

3.1. Introduction	81
3.2. Contexte énergétique du secteur bâtiment	81
3.2.1. Consommation d’énergie finale	81
3.2.2. Structures et caractéristiques du parc	83
3.2.2.1. Evolution du parc logement	83
3.2.2.2. Taux d’occupation	84
3.2.2.3. Nombre des personnes par logement	84

3.2.2.4. Taux d'électrification	85
3.2.2.5. Taux de raccordement en gaz naturel	85
3.2.2.6. Consommation d'énergie électrique moyenne annuelle par logement	86
3.2.3. Tarification de l'énergie	86
3.3. Modélisation et prévision de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel	87
3.3.1. Méthodologie de modélisation de la consommation d'énergie	88
3.3.2. Demande d'énergie par type d'usage finale	90
3.3.2.1. Demande d'énergie pour le chauffage et le refroidissement	90
3.3.2.2. Demande d'énergie pour la cuisson et l'Eau Chaude Sanitaire ECS	99
3.3.2.3. Demande d'énergie des autres appareils électroménagers	100
3.3.3. Détermination de nombre des ménages pour chaque zone	100
3.3.4. Taux d'équipement des ménages	102
3.3.5. Consommation d'énergie finale et cout par ménage et par zone	103
3.4. Prévision de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel à l'horizon 2040	105
3.4.1. Hypothèses de prévision	105
3.4.2 Description des scénarios	107
3.4.2.1. Scénarios tendanciel	107
3.4.2.2. Scénarios volontariste	108
3.5. Analyse de résultats	113
3.5.1 Demande d'énergie finale dans le scénario tendanciel	113
3.5.2. Demande d'énergie pour l'éclairage dans les différents scénarios	113
3.5.3. Demande énergétique et coûts totaux du système de conditionnement d'air dans les différents scénarios	114
3.5.3.1. Économie d'énergie pour le refroidissement dans le scénario volontariste	115
3.6. Conclusion	117

Chapitre 4 : Modélisation de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier en Algérie

4.1. Introduction	119
-------------------	-----

4.2. Contexte énergétique du secteur des transports	120
4.2.1. Le développement des infrastructures et des transports	120
4.2.1.1. Transport routier	121
4.2.1.2. Transport ferroviaire	121
4.2.1.3. Transport maritime	122
4.2.1.4. Transport aérien	122
4.2.1.5. Transport urbain	122
4.3. Utilisation des carburants de substitution	123
4.3.1. GPL/C comme carburant automobile	123
4.3.2. Gaz naturel comprimé (GNC)	124
4.3.3. L'essence sans plomb	124
4.3.4. Le nouveau programme national de développement de l'efficacité énergétique (2016-2030)	125
4.4. Secteur de transport routier comme vecteur de mobilité urbaine	126
4.4.1. Evolution et caractéristiques du parc automobile en Algérie	126
4.4.2. Répartition du parc par type de véhicule	126
4.4.3. Rétrospective de la consommation d'énergie finale du parc automobile par source d'énergie	127
4.4.4. Analyse de kilométrage parcouru par type de véhicule	128
4.4.5. Les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de transport routier	128
4.5. Modélisation et prévision de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier	129
4.5.1. Méthodologie de l'évaluation de la consommation énergétique de carburant pour l'année de base 2013	130
4.5.2. Prévision de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier à l'horizon 2045 selon deux scénarios	131
4.5.2.1. Hypothèses de prévision	131

4.5.2.2. Scénario tendanciel	132
4.5.2.3. Scénario Volontariste	134
4.6. Économie d'énergie et évaluation des impacts environnementaux pour le scénario volontariste	140
4.6.1. Économie d'énergie pour le scénario volontariste	141
4.6.2. Estimation des émissions de GES et les gains environnementaux	141
4.7. Conclusion	143

Chapitre 5 : Elaboration d'un SIG pour l'aménagement énergétique de territoire : Application au PNER

5.1. Introduction	146
5.2. Généralités sur le Système d'Information Géographique (SIG)	147
5.2.1. Définition d'un système d'information géographique	147
5.2.2. Différents domaines d'applications du SIG	148
5.2.3. Mode de présentation des données dans un SIG	150
5.2.3.1. Les données vectorielles	151
5.2.3.2. Les données raster	151
5.2.3.3. Les données alphanumériques	152
5.2.4. Importation des données dans un SIG	152
5.2.4.1. Support cartographique	153
5.2.4.2. Support numérique	153
5.2.5. Logiciels utilisés	153
5.2.5.1. ArcGIS 9.3	153
5.3. Mise en place du SIG pour l'aménagement énergétique du territoire	154
5.3.1. Collecte des données météorologiques	155
5.3.2. Les ressources solaires	157

5.3.3. Les ressources éoliennes du vent	159
5.3.4. Les ressources géothermiques	160
5.4. Les technologies de conversions	161
5.4.1. Le photovoltaïque (PV)	161
5.4.2. Le CSP (Concentrated Solar Power)	162
5.4.3. L'éolien	163
5.5. Présentation du Programme National des Energies Renouvelable (PNER)	164
5.5.1. La filière solaire photovoltaïque	166
5.5.2. La filière CSP	169
5.5.4. La filière éolienne	176
5.5.4. Actualisation du PNER	177
5.5.5. Cadres règlementaires et institutionnels	178
5.6. Cas d'application : Co-production Electricité-Hydrogène à partir de sources géothermiques	180
5.6.1. Conception générale de système	180
5.6.2. Cycle du CO ₂	181
5.6.3. Captage, Traitement, Transport et stockage du CO ₂ :	182
5.6.3.1. Capture du CO ₂	183
5.6.3.2. Transport du CO ₂	183
5.6.3.3. Stockage géologique du CO ₂	184
5.6.4. Elaboration du SIG (ArcGIS 9.3) pour l'aide à la décision au choix de zones	185
5.6.4.1. Collecte des données et construction des couches d'information	185
5.6.4.2. Critères d'exclusion et choix des sites	188
5.6.5. Evaluation de production de l'électricité et de l'hydrogène	191
5.6.6. Analyse économique	193

5.7. Conclusion	194
Conclusion générale	197
Bibliographie	201
Annexes	213

Liste des abréviations

<i>Unités physiques</i>		
B	Billion	
G	Giga	
h	Heure	
k	Kilo	
M	Million	
M	Méga	
m²	mètres carrés	
m³ ou mc	mètres cubes	
t	Tonnes	
T	Téra	
tep	tonnes équivalent pétrole	
W	Watt	
<i>Unités monétaires</i>		
DA	Dinar Algérien	
\$	Dollars des Etats Unis d'Amérique	
€	Euros	
<i>Nomenclatures</i>		
C_{el}	Cout d'électricité	[€/kWh]
C_{gaz}	Cout du carburant	[€/kWh]
Cons_{tot}	Consommation énergétique totale de carburant de secteur de transport routier	[ktep]
C_{H₂}	Consommation moyenne annuelle de l'hydrogène par véhicule.	[kg H ₂ / Véhicule]
CU_j	Consommation unitaire moyenne de carburant spécifique	[tep/ Véhicule]
Carburant_a	Consommation de combustible vendu pour une activité de source mobile donnée	[tep]
C_{p,co₂}	Capacité thermique du fluide de travail	[J/kg K]
CTA_{H₂}	Coût total actualisé d'hydrogène	[\$/kg d'H ₂]

Liste d'abréviations

$C_{géo}$	Coût d'investissement total de système géothermique	[\$]
C_{elec}	Coût d'investissement total d'électrolyseur	[\$]
CTA_{H_2}	Durée de vie de l'installation	[ans]
$C_{géo}$	Taux d'actualisation	[%]
DHA_{H_2}	Demande annuelle d'hydrogène	[kg H ₂ /année]
D_v	Nombre de véhicules par habitants dans chaque région	[Véhicule/habitant]
E_t	Consommation observée de l'année t	[tep]
E_0	Consommation calculée de l'année origine $t = 0$	[tep]
$Emission_a$	Emission de CO ₂ , et a est le type de carburant.	[kg]
$E_{s,j,i}$	Consommation spécifique s d'énergie par ménage pour chaque type d'usage finale j et pour chaque zone i	[kWh]
E_{elec}	Energie électrique produite en sortie du système sur un an	[kWh/an]
$E_{géo}$	Energie extraite du réservoir géothermique	[kWh]
E_{el}	Masse d'hydrogène	[kg]
e_j	Epaisseur et de la couche j	[m]
E_p	Consommation d'énergie primaire	[kWh]
$E_{r,tot}$	Consommation d'énergie finale	[kWh]
FE_a	Facteur d'émission	[kg CO ₂ /tep]
H_i	Irradiation globale reçue par unité de surface pendant une année	[kWh/m ² .an]
H	Rendement global du système	[%]
h_0	Coefficients de transmission de chaleur, de la surface extérieure de mur	[W/m ² K]
k_j	Conductivité thermique	W/m ² K
LHV	Pouvoir calorifique inférieur du carburant	J/kg
\dot{m}_{CO_2}	Débit massique de CO ₂	[kg/h]
M_{H_2}	Masse d'hydrogène (kg)	[kg H ₂]
M_{H_2}	Production d'hydrogène de l'année n	[kg d'H ₂ /an]
$N_{log,i}$	Nombre de logements dans chaque zone i	[logement]
NV_j	Nombre de véhicule par type de carburant j	[véhicule]
PCI_{H_2}	Pouvoir calorifique inférieur d'hydrogène	[kWh/kg]

Liste d'abréviations

P	Population	[habitants/région]
Per_i	Pertes de production, de transmission et de distribution	[%]
Q_E	Puissance thermique absorbée par le fluide frigorigène au niveau de l'évaporateur	[W]
Q_G	Chaleur fournie au générateur par la source thermique extérieure	[J]
S	Surface du champ des modules photovoltaïques	[m ²]
t	temps exprimé à l'année t par rapport à l'année origine	[an]
T_p	Taux de pénétration au marché des véhicules à hydrogène	[%]
$T_{equip\ j,i}$	Taux d'équipement	[%]
T_b	Température de base	[°C]
T_0	Température moyenne journalière de l'air extérieur	[°C]
t_f	Heures de fonctionnement	[h]
U	Coefficient de transfert thermique en	[W/m ² .k]
W_{POM}	Puissance consommée par la pompe de circulation	[W]
ΔT	Différence entre la température de CO ₂ injecté et la température initiale du réservoir	[K]
η_{elec}	Pouvoir calorifique inférieur d'hydrogène	[kWh/kg]
η_s	l'efficacité du système de chauffage	[%]

Acronymes internationales

AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence Internationale de l'Energie Atomique
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie en Tunisie
BFP	Bureau Fédéral du Plan
CAS	Centre d'Analyse Stratégique
CIME	Conseil Intersectoriel de la Maîtrise de l'Energie
CEPS	Centre for European Policy Studies
GIEC	Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economiques
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change

Acronymes nationales

ALNAFT	Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures
APRUE	Agence pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie
ARH	Autorité de Régulation des Hydrocarbures
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
CEEG	Société de l'Engineering de l'électricité et du Gaz
COPEG	Comité de Programmation des investissements dans les secteurs de l'Electricité et de la distribution du Gaz par canalisation
CREDEG	Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
FNER	Fonds National des Energies Renouvelables
FNME	Fonds National de Maîtrise de l'Energie
GRTE	Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité
GRTG	Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz
ME	Ministère de l'Energie (ex. Ministère de l'Energie et des Mines)
NEAL	New Energy Algeria
ONS	Office National des Statistiques
SDA	Société de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger
SDC	Société de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre
SDE	Société de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est
SDO	Société de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest
SKD	Shariket Kahraba Koudiet Edraouch
SKT	Shariket Kahraba Terga
SKTM	Sharikat Kahraba wa Takat el Moutadjadida
Sonatrach	Société national de transport et de commercialisation des hydrocarbures
Sonelgaz	Société Nationale de l'Electricité et du Gaz
SPE	Société de Production de l'Electricité
UDES	Unité de Développement des Equipements Solaires
URAER	Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables
URERMS	Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien
URMER	Unité de Recherche en Matériaux et Energies Renouvelables
VPRS	Valorisation et Promotion des Ressources Sahariennes

Autres

ADMC	Analyse de Décision Multi-Critères
BAU	Business As Usual
BT	Basse Tension
BTP	Bâtiment et Travaux Publics
CC	Cycle combiné
CDD	Cooling Degree Days
CE	Clientèles Electriques
CES	Chauffe Eau Solaire
CHP	Clientèles Haut Pression
CO2	Dioxyde de Carbone
COP	Coefficient du Performance de dispositif de climatisation
COP-21	Conference Of Parties, 21
CPV	Concentrated Photovoltaics, (photovoltaïque à concentration)
CSC	Capture et Stockage du dioxyde de Carbone
CSP	Concentrated Solar Power
DJC	Degrés Jours annuels de Chauffage
DJR	Degrés Jours annuels de Refroidissement
DNI	Direct Normal Irradiation
DP	Distribution Publique
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EE	Efficacité Energétique
ER	Energie Renouvelable
EREE	Energie Renouvelable et Efficacité Energétique
GALSI	Gazoduc ALgérie Sardaigne Italie
GES	Gaz à Effet de Serre
GHI	Global Horizontal Irradiation
GN/C	Gaz Naturel Carburant
GNC	Gaz Naturel Comprimé
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPDF	Gazoduc Pedro Duran Farell
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GPL/C	Gaz pétrolier liquéfié carburant

GREO	Gazoduc de la Rocade Est-Ouest
HDD	Heating Degree Days
HT	Haute Tension
IDW	Inverse Distance Weighted
LBC	Lampe Basse Consommation
LCC	Life Cycle Cost
LCE	Levelised Cost of Electricity
LEAP	Long range Energy Alternatives Planning System
MARKAL	Market Allocation
MDE	Maitrise de la Demande d'Energie
MEDEE	Modèle d'Evaluation de la Demande En Energie
MEDPRO	MEDiterranean PROspects
MENA	Middle East and North Africa
MT	Moyenne Tension
PAC	Piles A Combustible
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PCTI	Plans Climats Territoriaux Intégrés
PIB	Produit Intérieur Brut
PNER	Programme National d'Energie Renouvelable
PNLCC	Programme National de Lutte contre le Changement Climatique
PNME	Programme National de Maîtrise de l'Energie
POLES	Prospective Outlook on Long-term Energy Systems
PV	Photovoltaïque
RGPH	Recensement Général de la Population et de l'Habitat
RIN	Réseau Interconnecté National
SGDB	Système Géo-Data-Base
SIG	Système d'Information Géographique
SNAT	Schéma National d'Aménagement du Territoire
TCAM	Taux d'Accroissement Annuel Moyen
TEC	Transports En Commun
TG	Turbine à Gaz
TH	Turbine Hydroélectrique

Liste d'abréviations

TR	Tracteurs Routiers
TSGP	Trans Saharan Gas Pipeline
TV	Turbine à Vapeur
UNEP	United Nations Environment Programme
VH	Véhicule Hydrogène
VP	Véhicules particuliers
VPAC	Véhicules à Piles A Combustible
VUL	Véhicules Utilitaires Légers

Liste des tableaux

Chapitre 1: Contexte énergétique

Tab.1.1	Les raffineries de pétrole en Algérie	16
Tab.1.2	Caractéristiques du réseau pétrolier	18
Tab.1.3	Canalisations lient l'Algérie à ses clients européens	21
Tab.1.4	Répartition de la production d'électricité en 2011	24
Tab.1.5	Interconnexions électriques existantes (Maroc -Algérie-Tunisie)	30
Tab.1.6	Les tarifs d'énergie électrique et des produits énergétiques	36

Chapitre 2: Modélisation énergétique et élaboration d'un scénario énergétique de référence pour l'Algérie à l'horizon 2040

Tab. 2. 1	Scénario de référence pour le de gaz naturel à l'horizon 2030 selon Medpro.	61
Tab. 2. 2	Scénario de référence pour le pétrole à l'horizon 2030 selon Medpro.	61
Tab. 2. 3	Scénario de référence pour la production d'énergie électrique à l'horizon 2030 selon Medpro.	61
Tab. 2. 4	Prévision de la demande en électricité pour les vingt ans à venir.	64
Tab. 2. 5	Prévision de la demande en gaz pour les vingt ans venir.	65
Tab. 2. 6	Evolution du nombre de population et de logement à l'horizon 2030.	65
Tab. 2. 7	Demande d'énergie finale par secteur en ktep entre 2001 et 2013.	72
Tab. 2. 8	Demande d'énergie finale par produit en ktep entre 2001 et 2013.	72
Tab. 2. 9	Prospective de la consommation énergétique par secteur en ktep.	75
Tab. 2. 10	Prospective de la consommation énergétique par produit en ktep.	76
Tab. 2. 11	Taux de croissance annuel moyen de la consommation nationale d'énergie finale selon les trois scénarios.	78

Chapitre 3: Evaluation micro-économique (Bottom-up) de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel

Tab.3.1	Consommation unitaire de l'énergie électrique par ménage (tep/ménage).	86
Tab.3.2	Prix d'électricité et de gaz en dinars algérien (DA) et en Euro et le tarif moyen européen en Euro.	87
Tab.3.3	Caractéristiques thermiques du mur extérieur.	93
Tab.3.4	Les données énergétiques et géographiques pour les 48 stations.	94
Tab.3.5	Les besoins énergétiques et les coûts annuels par unité de surface pour le chauffage et le refroidissement.	98
Tab.3.6	Consommation d'énergie finale par ménage pour le chauffage et le refroidissement.	99
Tab.3.7	Consommation d'énergie finale par ménage pour la cuisson et l'ECS	99
Tab.3.8	Consommation d'énergie finale par ménage pour autres appareils électroménagers.	100
Tab.3.9	Caractéristiques des sept zones climatiques obtenues.	102
Tab.3.10	Taux d'équipement pour les appareils de climatisation	103
Tab.3.11	Taux d'équipement pour les appareils électroménagers	103
Tab.3.12	Taux d'accroissement annuel moyen de la population entre 1966 et 2013	106
Tab.3.13	Équipement des ménages algérien et carburant utilisé selon les deux scénarios.	108

Chapitre 4: Modélisation de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier en Algérie

Tab.4.1	Plans de projet avec les taux de pénétration au marché pour chaque période de temps	136
---------	---	-----

Chapitre 5: Elaboration d'un SIG pour l'aménagement énergétique de territoire : Application au PNER

Tab.5.1	Potentiel solaire algérien en durée d'ensoleillement et en énergie reçue moyenne.	158
Tab.5.2	Classification des projets selon l'énergie solaire recueillie.	167

Tab.5.3	Classification des projets selon le besoin en énergie électrique.	168
Tab.5.4	Caractéristiques des stations photovoltaïques après amélioration.	169
Tab.5.5	Classification des projets selon l'énergie solaire recueillie.	170
Tab.5.6	Classification des projets selon le besoin en énergie électrique.	171
Tab.5.7	Classification des projets selon l'énergie solaire recueillie.	173
Tab.5.8	Classification des zones selon le besoin en énergie électrique.	173
Tab.5.9	Classification des zones selon la distance au réseau de transport gazier	173
Tab.5.10	Classification des zones selon la vitesse du vent.	176
Tab.5.11	Différentes données utilisées dans l'ArcGis.	186
Tab.5.12	Classification des paramètres de décision	189
Tab.5.13	Caractéristiques des deux zones sélectionnées.	190
Tab.5.14	Récapitulation de résultats de la simulation.	192
Tab.5.15	Cout de système géothermique et d'hydrogène	194

Liste des figures

<i>Chapitre 1: Contexte énergétique</i>		
Fig. 1.1	Evolution de l'énergie primaire 1971-2012	9
Fig. 1.2	Consommation finale d'énergie mondiale par secteur en 2010	10
Fig. 1.3	Consommation finale d'énergie par source d'énergie en 2010. a) monde, b) union européenne	11
Fig. 1.4	Réserves et production de pétrole en Algérie de 1980 à 2012	14
Fig. 1.5	Exportation par destination en 2012 (a) pétrole brut (b) produits pétroliers raffinés.	15
Fig. 1.6	Répartition des actifs de production des hydrocarbures par exploitant en 2012.	17
Fig. 1.7	Réseau de transport pétrolier (en vert) et gazier (en rouge).	18
Fig. 1.8	Réserves et production du gaz naturel en Algérie de 1980 à 2012	19
Fig. 1.9	Réseau de transport et de distribution de gaz	20
Fig. 1.10	Exportations de gaz naturel par destination, 2011. a) GNL, b) gazoduc	20
Fig. 1.11	Interconnexions gazières	22
Fig. 1.12	Puissance électrique installée par technologie pour la période 1962-2013	25
Fig. 1.13	Production d'énergie électrique par technologie pour la période 1962-2013	25
Fig. 1.14	Evolution de la production d'énergie électrique en GWh, a) 1978, b) 1991, c) 2013	26
Fig. 1.15	Caractéristiques du parc de production d'énergie électrique élaboré sous ArcGis 9.3 a) centrales électriques, b) groupes électrogènes	27
Fig. 1.16	Cartographie de réseau de production et transport en 2011	28
Fig. 1.17	Evolution du réseau de transport électrique	29
<i>Chapitre 2: Modélisation énergétique et élaboration d'un scénario énergétique de référence pour l'Algérie à l'horizon 2040</i>		
Fig. 2. 1	Classification des modèles énergétiques	42
Fig. 2. 2	Structure du système énergétique de référence selon Markal	47
Fig. 2. 3	Structure du modèle MEDEE	48

Fig. 2. 4	Structure du modèle POLES	49
Fig. 2. 5	Scénarios de la demande électrique à l’horizon 2030	59
Fig. 2. 6	Démarche de modélisation	67
Fig. 2. 7	Organigramme du système énergétique algérien pour l’année 2013	71
Fig. 2. 8	Evolution du nombre de population	73
Fig. 2. 9	Répartition sectorielle du PIB algérien en %	74
Fig. 2. 10	Evolution sectorielle de la demande finale d’énergie à l’horizon 2040	75
Fig. 2. 11	Evolution de la demande finale d’énergie par produit à l’horizon 2040	77
Fig. 2. 12	Scénarios de l’évolution de la demande énergétique à l’horizon 2040	78

Chapitre 3: Evaluation micro-économique (Bottom-up) de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel

Fig. 3. 1	Evolution de la consommation d’énergie finale du secteur de ménages	82
Fig. 3. 2	(a) structure de la consommation finale par secteur d’activité, (b) mix énergétique du secteur résidentiel en 2013	82
Fig. 3. 3	Evolution du parc logement (1966 – 2012)	83
Fig. 3. 4	Evolution du nombre des logements occupés	84
Fig. 3. 5	Evolution du nombre des personnes par ménage	84
Fig. 3. 6	Taux d’électrification (1969-2011)	85
Fig. 3. 7	Taux de raccordement en gaz naturel (1969-2011)	86
Fig. 3. 8	Organigramme du modèle d’estimation de la consommation d’énergie dans le secteur résidentiel	90
Fig. 3. 9	Plan du logement typique et structure du mur extérieur.	93
Fig. 3. 10	Localisation géographique des 48 stations météorologiques	95
Fig. 3. 11	Zonage climatique de l’Algérie selon les degrés jours de climatisation à de base 26°C	96
Fig. 3. 12	Zonage climatique de l’Algérie selon les degrés jours de chauffage à base de 18°C	97
Fig. 3. 13	Zonage climatique final	98
Fig. 3. 14	Localisation de communes algériennes sous Google Earth	101

Fig. 3. 15	Localisation géographique de 1540 communes sous ArcGis 9.3	101
Fig. 3. 16	Consommation d'énergie finale et cout par ménage et par zone	104
Fig. 3. 17	Répartition de la demande d'énergie finale par zone climatique	105
Fig. 3. 18	Schéma de base d'un système de réfrigération par absorption	109
Fig. 3. 19	Cycle frigorifique à absorption à simple effet	111
Fig. 3. 20	Cycle frigorifique à absorption à double effet opérant à trois niveaux de pression: haute, modérée et basse	112
Fig. 3. 21	Evolution de la demande énergétique dans le scenario tendanciel	113
Fig. 3. 22	Evolution de la demande d'énergie pour l'éclairage dans les différents scénarios	114
Fig. 3. 23	Demande d'énergie pour le refroidissement selon les deux scénarios	114
Fig. 3. 24	Schéma explicatif de la chaîne d'énergie pour les deux systèmes à absorption et à compression	115
Fig. 3. 25	Economie en énergie primaire (gaz naturel) pour le refroidissement	116

Chapitre 4: Modélisation de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier en Algérie

Fig. 4. 1	Consommation énergétique finale par secteur, en 2013	120
Fig. 4. 2	Evolution du parc automobile algérien entre 2000-2013	126
Fig. 4. 3	Répartition du parc national automobile selon le type de véhicule	127
Fig. 4. 4	Consommation du parc automobile par source d'énergie	127
Fig. 4. 5	Kilométrages parcourus par type de véhicule	128
Fig. 4. 6	Evolution des émissions de CO ₂ totales et dans le secteur des transports, et le transport routier	129
Fig. 4. 7	Répartition du parc automobile selon la source d'énergie, 2013	130
Fig. 4. 8	Consommation énergétique unitaire (par véhicule par source d'énergie)	131
Fig. 4. 9	Développement du parc automobile à l'horizon 2045	133
Fig. 4. 10	Consommation énergétique finale du secteur de transport routier pour le scénario tendanciel	133
Fig. 4. 11	Densité énergétique de différents carburants	135
Fig. 4. 12	Organigramme d'estimation de la demande annuelle d'hydrogène à l'aide	137

	de GIS	
Fig. 4. 13	Développement du nombre de véhicules à hydrogène	138
Fig. 4. 14	Evolution temporelle de la demande annuelle d'hydrogène	138
Fig. 4. 15	Représentation de la distribution spatiale de la demande en hydrogène par région	140
Fig. 4. 16	Consommation énergétique de carburants fossiles pour les scénarios	141
Fig. 4. 17	Emissions de CO ₂ pour les deux scénarios	143
Chapitre 5: Elaboration d'un SIG pour l'aménagement énergétique de territoire : Application au PNER		
Fig. 5. 1	Les composants du SIG	148
Fig. 5. 2	Schéma général d'un SIG	150
Fig. 5. 3	Représentation de l'information en mode vectoriel	151
Fig. 5. 4	Représentation des données en mode raster	152
Fig. 5. 5	Exemple des données alphanumériques	152
Fig. 5. 6	Présentation des applications de l'ArcGis 9.3. A) Arcmap, b) Arccatalog, c) Arctolbox	154
Fig. 5. 7	Carte d'irradiations solaires reçues sur un plant horizontal en kWh/m ² .an développée sous ArcGis 9.3	158
Fig. 5. 8	Carte de la vitesse du vent en m/s développée sous ArcGis 9.3	159
Fig. 5. 9	Carte des ressources géothermiques	160
Fig. 5. 10	Principales technologies CSP	163
Fig. 5. 11	Technologies d'éoliennes, (a) à axe horizontal et b) à axe vertical	164
Fig. 5. 12	Principales phases de développement du PNER	165
Fig. 5. 13	Evolution de la capacité totale installée des énergies renouvelables pour la réalisation des 12,000 MW en 2030.	166
Fig. 5. 14	Géo-localisation des installations solaires PV selon le PNER	167
Fig. 5. 15	Classification des centrales photovoltaïques a) selon l'énergie solaire recueillie (critere I), b) selon la différence (production-consommation) d'énergie électrique (critère II)	168
Fig. 5. 16	Géo-localisation des installations CSP selon le PNER	170

Fig. 5. 17	Classification des centrales CSP, a) selon l'énergie solaire recueillie (critère I), b) selon la différence (production - consommation) d'énergie électrique (critère II).	171
Fig. 5. 18	Géo-localisation des installations CSP hybrides selon le PNER	172
Fig. 5. 19	Classification des centrales CSP hybrides a) selon l'énergie solaire recueillie (critère I), b) selon la différence (production - consommation) d'énergie électrique (critère II), c) selon la distance au réseau de transport gazier (critère III).	174
Fig. 5. 20	Schéma simplifié de la centrale hybride gaz naturel solaire de Hassi R'mel.	175
Fig. 5. 21	Classification des zones selon la vitesse du vent.	177
Fig. 5. 22	Représentation schématique de cycle du système étudié	181
Fig. 5. 23	Principales étapes de la chaîne de CSC	182
Fig. 5. 24	Méthodologie de choix des sites d'implantation du système de coproduction électricité - hydrogène à l'aide du SIG	185
Fig. 5. 25	Cartographie des émissions de CO ₂ résultant du secteur énergétique (en tCO ₂ /an).	186
Fig. 5. 26	Cartographie des besoins en énergie électrique.	188
Fig. 5. 27	Cartographie des critères de décision. a) sources d'émission de CO ₂ , b) gradient géothermique, c) besoins en énergie électrique.	189
Fig. 5. 28	Zones favorables pour l'implantation du système	190

Introduction Générale

Introduction générale

La croissance ne peut désormais être que durable. Nous sommes dépositaires de l'avenir de nos enfants et de nos petits enfants. Or, les ressources naturelles sont rares et la contrainte des risques majeurs continue de peser sur le monde et sur notre pays. Il nous appartient donc de bâtir un territoire durable et de porter en conséquence une attention permanente au rapport entre développement et charge environnementale. C'est à travers cette préoccupation majeure que nous assurerons au mieux la pérennisation de ce capital naturel et culturel afin de le transmettre aux générations futures et de ne pas compromettre leurs capacités à en bénéficier (SNAT, 2010).

Les énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) représentent 81 % de la consommation énergétique mondiale en 2013 (AIE, 2015), et leur disponibilité sur le moyen ou long terme constitue une préoccupation. L'évaluation des ressources encore disponibles et de la durée pendant laquelle leur consommation pourra se poursuivre dépend de nombreux facteurs, tels que la nature des ressources considérées comme accessibles en fonction du progrès technique et des prix, et l'évolution de la consommation mondiale. Au fil de l'exploitation de ressources dont les stocks enfermés dans le sous-sol sont de nature finie, comme les énergies fossiles, l'estimation des réserves restantes évolue en fonction des nouvelles découvertes et des consommations. Au rythme actuel de consommation, sur la base des ressources conventionnelles, on peut estimer par exemple que le monde dispose de 40 à 60 années de réserves prouvées pour le pétrole, 70 années pour le gaz naturel et un peu plus de deux siècles pour le charbon (Batho D, 2013). L'uranium est également susceptible de se raréfier. L'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) considère à plus de 100 ans les réserves prouvées de minerai d'uranium pour un parc mondial équivalent au parc actuel de centrales nucléaires. Le développement actuel de l'extraction d'énergies fossiles dites non conventionnelles, telles que les gaz de schistes, représente une réponse de court à moyen terme. Ces ressources peuvent repousser très sensiblement le pic, mais n'aura jamais modifié leurs caractère épuisable. Les réserves non encore découvertes de gaz non conventionnels pourraient représenter plus de 200 ans de consommation au rythme actuel. L'Algérie est considérée comme la troisième plus grande réserve en gaz de schiste, soit 700 trillions m³ répartie sur 9 bassins géologiques (EIA, 2014).

Le développement économique et la croissance de la population mondiale, qui pourrait atteindre neuf milliards d'êtres humains en 2050, génèrent de nouveaux besoins de services énergétiques. Selon l'Agence Internationale de l'Energie (IEA, 2015) la consommation mondiale d'énergie finale pourrait croître, si les tendances actuelles se poursuivaient, de 50 % d'ici à 2035. Dans cette projection, 80 % des énergies utilisées à l'horizon 2030 seraient d'origine fossile, sous l'impulsion notamment des zones en pleine croissance telles que la Chine ou l'Inde, avec un recours massif au charbon. Cette projection apparaît difficilement conciliable avec les prévisions précédentes sur les ressources, sans un développement important des hydrocarbures non conventionnels et des politiques appropriées de transition énergétique.

La consommation d'énergie concerne aussi l'avenir de notre planète confrontée au réchauffement climatique du fait de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre. Les émissions de gaz liées à l'utilisation des énergies fossiles représentent actuellement plus de 24 milliards de tonnes de CO₂ par an, selon l'AIE ces émissions peuvent atteindre 38 milliards de tonnes en 2030 avec un rythme d'augmentation moyen annuel de 1,7%, soit une augmentation de 62% par rapport à 2002. Cette situation engendrerait un réchauffement de la planète de 5,8 °C à la fin de ce siècle, si aucune action n'est faite d'ici là (Alami, 2006). La lutte contre le changement climatique est l'objet de politiques internationales, régionales et nationales. Une polémique a longtemps opposé la communauté scientifique sur la réalité du réchauffement climatique et la responsabilité des activités humaines. Le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) ou en anglais, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), affirme aujourd'hui que cet effet constaté depuis une cinquantaine d'années est bien attribuable aux activités humaines. Cette structure, créée en 1988 par l'Organisation Météorologique Mondiale et le Programme des Nations Unies pour l'Environnement, a constaté que la température moyenne avait augmenté de 0.6°C au cours du siècle précédent.

Dans le cadre de la réponse aux politiques internationales au changement climatique et réduction d'émissions de gaz à effet de serre des lois, des objectifs et des engagements ont été fixé et organisé dès 1990, et continue à être organiser jusqu'aujourd'hui par l'UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). L'objectif principal de la Conférence annuelle des Parties (Conference Of Parties, COP) est de réviser la mise en œuvre de la Convention. La première COP a eu lieu à Berlin en 1995, et depuis, des réunions

importantes telles que la COP3 où le protocole de Kyoto fut adopté, la COP11 où le Plan d'Action de Montréal fut produit, la COP15 à Copenhague où un accord pour prolonger le protocole de Kyoto ne fut malheureusement pas réalisé, et la COP17 à Durban où le Fonds Vert pour le Climat fut créé. En 2015, la COP21 à Paris, a été adopté par 195 pays, après plusieurs années de négociations extrêmement ardues. Pour la première fois et après plus de 20 ans de négociations aux nations unies, un accord universel juridiquement contraignant sur le climat, ayant pour but de maintenir le réchauffement climatique en-dessous de 2°C a été adopté. L'objectif principal de cette conférence est d'approuver le nouveau document en vigueur en 2020 pour remplacer le Protocole de Kyoto créé en 1997 qui oblige les pays industrialisés à réduire les émissions de CO₂ jusqu'aux mêmes niveaux d'émission de 1990 où des pénalités seront appliquées en cas de dépassement (COP- 21, 2015). Pour atteindre ces objectifs les pays, notamment en développement doivent maîtriser leurs demande énergétique pour le moyen et le long terme et participer à un développement durable par la mise en œuvre des nouvelles stratégies énergétiques renforçant le déploiement d'énergies renouvelables.

Avec la raréfaction des ressources énergétiques et l'impact environnemental de la consommation d'énergie, on cherche aujourd'hui à maîtriser la croissance de la consommation énergétique. L'énergie est partie intégrante de notre société : nous devons chauffer nos logements, cuire nos aliments ou les conserver au froid, nous éclairer, alimenter les équipements de production de biens, nous déplacer, etc. Ces services énergétiques, ou services rendus par la consommation d'énergie, sont nécessaires à l'activité économique, qu'elle soit industrielle, agricole ou tertiaire, mais également à la santé, l'éducation, la culture et à la vie quotidienne des citoyens.

Tels sont les objectifs du Schéma National d'Aménagement du Territoire SNAT. Il est l'acte par lequel l'état affiche sa politique d'aménagement du territoire qu'il entend mener pour les 20 ans à venir. Il signifie de manière forte que nous n'entendons pas abandonner notre territoire à la fatalité. Chacune des parties du territoire national est un élément de notre patrimoine et nous devons reconnaître à chacune d'entre elles le droit de se développer et de prospérer mais dans le cadre d'une stratégie globale et maîtrisée (SNAT, 2010).

La transition énergétique dans laquelle s'engage l'Algérie s'inscrit dans les évolutions de la situation énergétique régionale et mondiale. Cette situation est marquée par la consommation croissante d'énergie et le recours croissant aux énergies fossiles (pétrole, gaz naturel), malgré leur caractère épuisable à long terme et les conséquences de leur utilisation,

qui accélère notamment le changement climatique. La Maitrise de la Demande de l'Énergie (MDE) s'impose comme une nécessité face à la demande accrue d'une part et à la rareté des ressources d'autre part, ainsi qu'aux enjeux environnementaux. La maîtrise de l'énergie nécessite une caractérisation des ressources énergétiques à l'état actuel et la connaissance des principaux secteurs consommateurs d'énergie. Garantir un approvisionnement propre et durable en énergie dans une vision de long terme devient une nécessité grandissante qui dépend étroitement des décisions prises aujourd'hui. Sous l'effet de l'augmentation de la consommation nationale en énergie primaire et la demande surtout en énergie électrique pendant les dernières années, de nouvelles solutions doivent être proposées dont la volonté d'assurer une meilleure adéquation entre l'offre et la demande énergétique. Dans ce cadre et pour tracer les effets à long terme de mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement, il est incontournable de s'appuyer sur des modèles de prospective énergétique. Les modèles de prospective énergétique constituent une alliée précieuse dans l'aide à la décision. Dans une vision de long terme et en intégrant l'ensemble des facteurs économiques et politiques, ils permettent de tracer une image cohérente des systèmes énergétiques.

En tenant compte du poids des consommations énergétiques dans les secteurs de l'habitat et de transport, ce travail de thèse propose de développer un cadre méthodologique cohérent pour l'estimation de l'évolution des consommations énergétiques à moyen et à long terme. De nouvelles stratégies basées sur l'utilisation des systèmes d'efficacité et l'intégration des énergies renouvelables, qui ont pour but d'assurer la sécurité d'approvisionnement, la disponibilité de l'énergie à des prix raisonnables, la dégradation de la facture énergétique et la préservation de l'environnement.

Le travail présenté ici s'organise selon cinq chapitres :

Le premier chapitre présentera en premier lieu la situation énergétique actuelle à l'échelle mondiale et nationale, en termes de ressources, de production, de consommation et leurs impacts sur l'environnement et aussi l'état des infrastructures régionales existantes, notamment des interconnexions électriques et gazières. En second lieu, un aperçu sur les organismes et les cadres réglementaires du secteur de l'énergie et les systèmes de tarification. Ce chapitre constitue une étape importante pour une démarche de modélisation, de prospective et de la gestion des politiques énergétiques.

Le deuxième chapitre, vise à assurer, dans une première étape, une description des grandes familles de modèles prospectifs à travers la présentation des méthodes et des outils de modélisation existants dans le champ de la prospective énergétique et des politiques climatiques, et ensuite effectuer une synthèse sur les exercices de modélisation à l'échelle internationale et nationale. Dans une seconde étape, nous essayerons d'élaborer un scénario de référence de la demande énergétique algérienne à l'horizon 2040, en supposant une continuité des tendances actuelles et changements structurels en cours et ne prenant en compte que les politiques et mesures approuvées. Ce scénario nous permettra d'identifier et de mieux comprendre les défis énergétiques pour le long terme.

Le troisième chapitre concernera une prévision de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel algérien, en se basant sur un modèle de prévision ascendant (micro-économique) en combinaison avec des données statistiques provenant de différents organismes. Les besoins en énergie pour 2040 sont estimés pour deux scénarios, à savoir un scénario de référence basé sur les tendances actuels, et un scénario volontariste, lequel apportant des modifications dans les modes de consommation en introduisant de nouvelles voies d'économie et d'efficacité énergétique dans le système d'éclairage et de climatisation.

Le quatrième chapitre sera consacré dans un premier temps à la présentation du contexte énergétique du secteur des transports, et particulièrement le secteur de transport routier. Ce chapitre est consacré à la prévision de la consommation d'énergie dans le secteur routier, en se basant sur un modèle de prospective ascendant en combinaison avec des données statistiques provenant de différents organismes. Pour une démarche de prévision des besoins en énergie, deux scénarios ont été élaborés, à savoir un scénario tendanciel basé sur la structure du parc actuel (type des véhicule et carburant disponible), et un scénario volontariste, dans lequel on introduit de nouvelles voies d'économie et d'efficacité énergétique représentées dans l'intégration de l'hydrogène comme carburant alternatif qui possède un très fort pouvoir calorifique et sa combustion n'émet pas de gaz à effet de serre.

Le cinquième chapitre vise à aborder toutes les questions liées à la fois aux ressources et à l'évaluation des sites qui peuvent contribuer à une meilleure mise en œuvre de centrales de production électrique basé sur les énergies renouvelables, et pour cela, nous utilisons des systèmes d'aide à la décision basée sur le Système Information Géographique SIG. Dans ce contexte, nous présentons toutes les données disponibles sur le Programme National des Energies Renouvelables (PNER) proposé par le gouvernement algérien en Mars 2011, et

ensuite nous proposons une méthodologie d'analyse et d'évaluation énergétique pour le choix des sites favorables pour chaque type de technologie présenté dans le PNER, en se basant sur les différents paramètres de décision élaboré sous formes des couches d'informations numériques. La dernière section de ce chapitre sera consacrée à l'étude de cas de coproduction électricité-hydrogène à partir de sources géothermiques suite à une méthodologie d'évaluation énergétique et économique.

Finalement, une conclusion termine le manuscrit et rappelle les principales contributions élaborées tout au long de ce travail de thèse. Elle présente également les perspectives et implications relatives aux résultats obtenus.

Chapitre 1

Contexte énergétique

1.1 Introduction

L'énergie depuis le commencement des âges a été le moteur de l'activité humaine, et c'est un élément qui intervient dans tous les actes quotidiens de l'homme. Les énergies jouent un rôle significatif dans le développement des secteurs technologiques, industriels, économiques et sociaux d'un pays.

Afin de bien comprendre les enjeux énergétiques, il est important tout d'abord de comprendre la progression de la demande énergétique au fil des décennies au niveau mondial et national, la diversité des ressources énergétiques selon la géographie du territoire et les objectifs de réduction des gaz à effet de serre.

Nous présentons dans ce chapitre la situation énergétique actuelle à l'échelle mondiale et nationale, en termes de ressources, de production, de consommation et aussi l'état des infrastructures régionales existantes, notamment des interconnexions électriques et gazières et leurs impacts sur l'environnement. Un important travail de collecte et d'analyse de données dans des sites officiels nationaux notamment (ONS, MEM, CREG ...etc.), des centres de recherche (CDER, CREDEG), les bilans annuels et les journaux publiés par des entreprises nationales telles que SONELGAZ, SONATRACH et organismes mondiaux tels que la banque mondiale sera présenté. Ce chapitre constitue une étape importante pour une démarche de modélisation, de prospective et de la gestion de l'aménagement énergétique.

1.2. Les principaux enjeux énergétiques à l'échelle de la planète

1.2.1. Les ressources énergétiques mondiales

L'énergie est un facteur essentiel du développement économique et social de la société. Les progrès réalisés dans le monde au cours du 20^{ème} siècle ont été accomplis grâce à l'utilisation d'une énergie abondante, d'une grande souplesse d'utilisation et relativement bon marché. La figure suivante présente l'évolution de l'énergie primaire allant de 1971 à 2012.

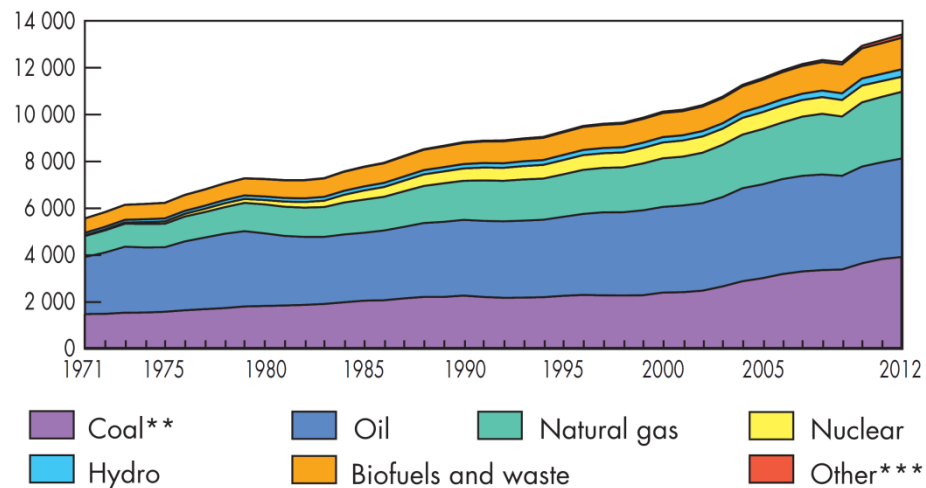


Figure 1. 1 : Evolution de l'énergie primaire 1971-2012 (AIE, 2014).

La demande d'énergie mondiale est éeolue de 6,106 Mtep en 1971 pour atteindre 13,371 Mtep en 2012. La demande d'énergie primaire est dominée par le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

1.2.2. La demande énergétique mondiale

Le bilan énergétique englobe l'ensemble des opérations de production, d'importation, de transformation et d'acheminement de l'énergie, pour fournir celle-ci sous une forme utilisable à l'ensemble des acteurs sociaux et économiques (collectivités, entreprises, ménages). Les équipements consomment pour cela l'énergie produite à partir de trois grandes catégories de ressources : les énergies fossiles, l'énergie nucléaire, et les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, éolien, solaire, géothermie).

La consommation d'énergie mondiale a plus que doublé depuis 1973. La quantité de ressources énergétiques consommées, rapportées pour les mesurer à un équivalent en pétrole, est ainsi passée selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) de 6,107 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) à 12,717 Mtep en 2010. Cette énergie dite primaire, mesurée au niveau des ressources brutes, connaît en moyenne presque un tiers de pertes dans les différentes étapes avant sa livraison aux consommateurs sous forme dite finale, c'est-à-dire utilisable dans les équipements : la consommation de cette énergie finale représente en 2010 un total de 8,677 Mtep au niveau mondial. Cette consommation se répartit environ pour 28 % dans l'industrie, 27 % dans les transports, et pour 36 % dans le résidentiel, l'activité tertiaire et l'agriculture. Les 9 % restants concernent les usages non énergétiques de ressources

énergétiques, notamment la fabrication de plastique à partir de pétrole ou l'utilisation de charbon dans la fonte (Batho D, 2013).

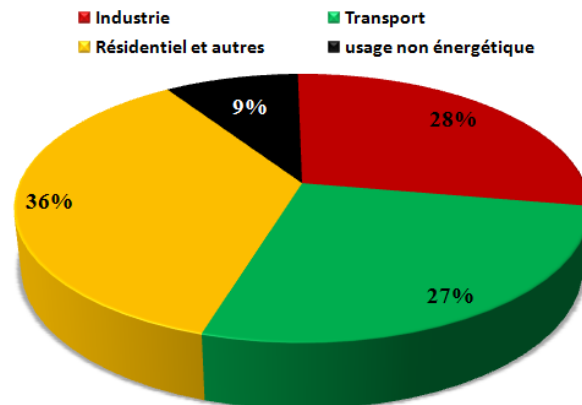


Figure 1. 2 : Consommation finale d'énergie mondiale par secteur en 2010.

La consommation d'énergie finale est basée pour près de quatre cinquièmes sur les énergies fossiles : le pétrole, qui couvre 42 % des usages et en particulier plus de 90 % des besoins des transports, le gaz, qui couvre 19 % des usages, et le charbon, qui en couvre 17 %. Les énergies renouvelables couvrent, toutes formes confondues, plus de 17 % des besoins de consommation d'énergie dans le monde, essentiellement grâce à l'utilisation de la biomasse, et dans une moindre mesure de l'hydroélectricité, qui représentent respectivement 13 % et 2.8 % de la consommation finale.

La production d'électricité à partir d'énergie nucléaire concerne une trentaine de pays où elle connaît un niveau de développement très variable ; sa part dans le bilan mondial tend à reculer depuis plusieurs années. Au total, elle a fourni environ 13 % de l'électricité dans le Monde en 2010, couvrant ainsi environ 2.3 % de la consommation finale d'énergie.

L'union européenne a également connue une croissance globale de sa consommation d'énergie, toutefois moindre que l'évolution mondiale. La consommation totale d'énergie primaire de l'union représentait 1,758 Mtep en 2010, contre 1,669 Mtep en 1995 pour l'ensemble de ses 27 états actuellement membres. Les pertes en amont de la livraison aux consommateurs sont un peu moindres qu'au niveau mondial, pour une consommation d'énergie finale de 1,264 Mtep (AIE, 2014). L'union européenne représente donc un peu moins de 15 % de la consommation mondiale. Sa dépendance aux énergies fossiles est légèrement supérieure à la moyenne mondiale, avec plus de 81 %, dont la moitié pour le pétrole, mais elle s'appuie beaucoup plus sur le gaz, qui atteint 30 %, et moins sur le charbon qui représente 11 % de sa consommation finale. Enfin, les énergies renouvelables y occupent

une part moindre, avec 13 % (dont un peu plus de 8 % pour la biomasse et 2.5 % pour l'hydroélectricité). À l'inverse, l'énergie nucléaire, qui a contribué en 2010 à plus de 27 % de la production d'électricité, représente presque 6 % de la consommation finale d'énergie de l'union européenne.

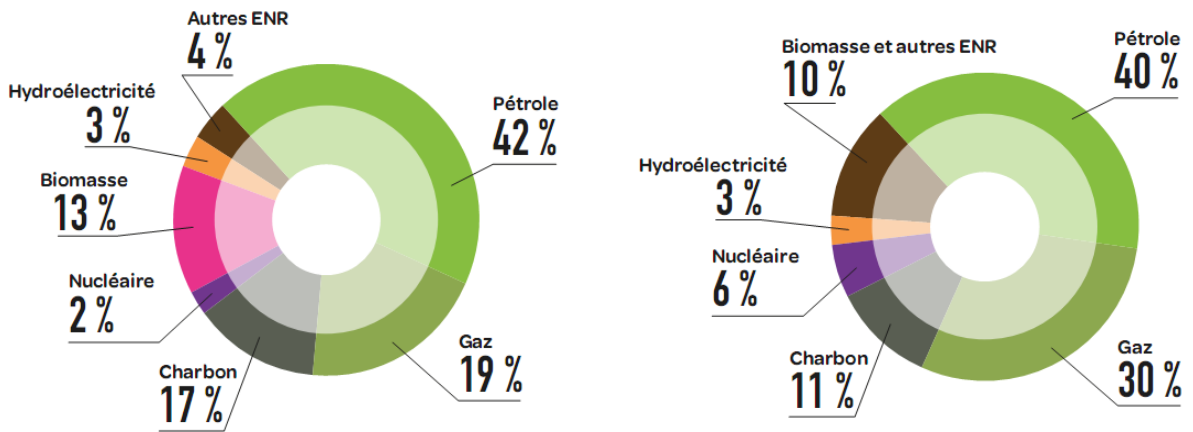


Figure 1. 3: Consommation finale d'énergie par source d'énergie en 2010. a) Monde, b) union européenne (Batho D, 2013).

L'évolution de la consommation d'énergie et sa répartition par secteurs et entre ressources suit des tendances lourdes marquées par une forte inertie : les inflexions possibles dans la consommation d'énergie liée aux infrastructures de production et de transport de l'énergie, au parc de bâtiments, aux besoins industriels ou aux modes de transport obéissent à des temps longs. Toutefois, des changements plus rapides peuvent influencer les grands équilibres. Parmi ces mouvements susceptibles aujourd'hui de bouleverser la donne, se trouve le rôle croissant dans la consommation mondiale des pays émergents, au premier rang desquels la chine, devenue en quelques années le premier consommateur mondial d'énergie. Cette dynamique, qui tire les besoins d'énergie mondiaux, se traduit également par un rôle croissant du charbon, qui constitue souvent l'une des principales sources d'énergie de ces pays.

Un deuxième phénomène important concerne l'accès aux ressources pétrolières et gazières dites « non conventionnelles », au sens où elles n'étaient pas considérées comme exploitables avec les techniques traditionnelles d'extraction. Parmi ces ressources figurent les gaz de schiste, qui ont connu notamment un développement rapide ces dernières années aux états-unis, où la production a été multipliée par plus de dix depuis 2005. La période est également marquée par la percée des nouvelles énergies renouvelables telles que le solaire,

l'éolien ou encore la géothermie. Longtemps très marginales, elles ne représentent encore qu'entre 1 et 2 % de la consommation finale d'énergie mondiale, mais connaissent une croissance rapide.

1.2.3. Impact environnemental

La demande d'énergie croît régulièrement pour répondre aux besoins d'une population mondiale en augmentation et dont le niveau de vie ne cesse de progresser. Entre le début et la fin du 20^{ème} siècle, la consommation mondiale d'énergie a été multipliée par près de dix, soit une croissance moyenne de 2.3 % par an (AIE, 2014). Le système énergétique actuel est loin de pouvoir être considéré comme soutenable. Il est très dépendent des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) lesquelles comptent pour plus de 88% du mix énergétique primaire (Alami A, 2006). L'augmentation de la consommation des ressources en énergies fossiles, soulève la question de la sécurité d'approvisionnement, le changement climatique celle de la durabilité du système énergétique, l'ensemble devant être appréhendé en tenant compte des enjeux économiques et notamment de compétitivité que les choix énergétiques impactent directement

La croissance économique, et celle de la population dans les pays émergents tels que la Chine, l'Inde, la Russie ou le Brésil, engendrent une augmentation importante de la demande énergétique. Ainsi, la consommation énergétique mondiale devrait doubler d'ici 2050. Le scénario « politiques actuelles » de l'AIE, tel que décrit dans son rapport 2014, prévoit une augmentation de 56 % des émissions de CO₂ entre 2012 et 2050.

L'augmentation de la température du globe sous l'effet des gaz produit un effet de serre dont l'impact global sur le climat et sur la biosphère semble sans aucune mesure avec d'autres pollutions : la diminution de la couverture neigeuse, une sécheresse et désertification accrues dans certaines régions, l'augmentation de la fréquence de cyclones violents ainsi que de canicules, la fonte régulière des glaciers etc.

▪ Protocole de Kyoto

Il devient urgent, après la prise de conscience du Protocole de Kyoto (signé en 1997 et entré en vigueur en 2005, était le seul outil juridique contraignant limitant les émissions de gaz à effet de serre, à l'origine du réchauffement de la planète) de développer les sources d'énergie les plus respectueuses de l'environnement et économes en ressources naturelles. Il

faut parallèlement optimiser la consommation pour obtenir un service donné avec la quantité d'énergie minimale.

- **COP-21** : Lors de la COP21, qui a été faite en décembre 2015 à Paris (COP- 21, 2015), les responsables politiques et les chefs d'entreprises ont prendre des décisions indispensables pour maintenir l'augmentation moyenne de la température mondiale en-dessous de la limite de 1.5 à 2 °C. Pour rester sous ce seuil, les émissions de carbone ne doivent désormais pas dépasser les 1000 Gtonnes, selon le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC). Mais si le volume de consommation actuel est maintenu, notre « budget carbone » sera entièrement épuisé d'ici 2040. Les engagements ont été adoptés par l'accord de plus de 195 pays et ils sont élaborés sous forme de différents scénarios de maîtrise et de transitions énergétique. Permettant ainsi de mettre fin aux émissions de CO₂, d'éliminer progressivement l'énergie nucléaire, et de rendre inutile toute nouvelle exploitation pétrolière. Avec des propositions des feuilles de route pour une transition vers des sources d'énergie renouvelables (Greenpeace, 2015).

1.3. Contexte énergétique national

L'Algérie est le premier producteur de gaz naturel en Afrique, le deuxième plus grand fournisseur de gaz naturel de l'Europe, et parmi les trois premiers producteurs de pétrole de l'Afrique. L'Algérie est devenue membre de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) en 1969, peu de temps après qu'il a commencé la production pétrolière en 1958. L'économie algérienne est fortement tributaire des recettes provenant de son secteur des hydrocarbures, qui représentent environ 30 % du Produit Intérieur Brut (PIB) du pays pour l'année 2013 (DGT, 2013a), contre 45.9% en 2007 (CEA-AN, 2012), plus de 95 % des recettes d'exportation, et près de 70 % des recettes fiscales (EIA, 2014), mais employant seulement 3% de sa population active. Le contrôle de la croissance de la consommation domestique, l'intensification des investissements et la mise en service de nouveaux sites de production (le pays dispose d'importantes réserves, notamment en gaz de schiste), constituent les principaux enjeux à moyen terme de ce secteur.

Les réserves d'hydrocarbures non conventionnels (gaz de schiste) sont estimées pour leur part à 700 trillions de m³ ce qui correspond à quatre fois le niveau des réserves gazières actuelles et représentant ainsi la troisième réserve plus importante au monde (DGT, 2013a).

1.3.1. Pétrole

1.3.1.1. Réserves et production

En janvier 2014, l'Algérie a tenu un taux estimatif de 12.2 milliards de barils de réserves prouvées de pétrole (BP, 2014), ce chiffre qui a été inchangé depuis plusieurs années. La majorité des réserves de pétrole sont dans la région de Hassi Messaoud (3.9 milliards de barils), situé dans la partie sud orientale du pays près de la frontière libyenne, qui contient le plus ancien et le plus important champ de pétrole, suivie par le champ de Hassi R'Mel (3.7 milliards de barils) et le champ Ourhoud (1.9 milliards de barils), (EIA, 2014). D'autres gisements, notamment ceux de Berkine (8% des réserves de pétrole) et d'Illizi (14% des réserves de pétrole) ont été développés depuis 2012, tandis que d'autres (Regane, Ahnet/Timimoun, etc.) sont actuellement en phase de développement.

Le graphique suivant présente l'évolution de la consommation nationale, l'exportation et les réserves de pétrole pour la période allant de 1980 à 2012.

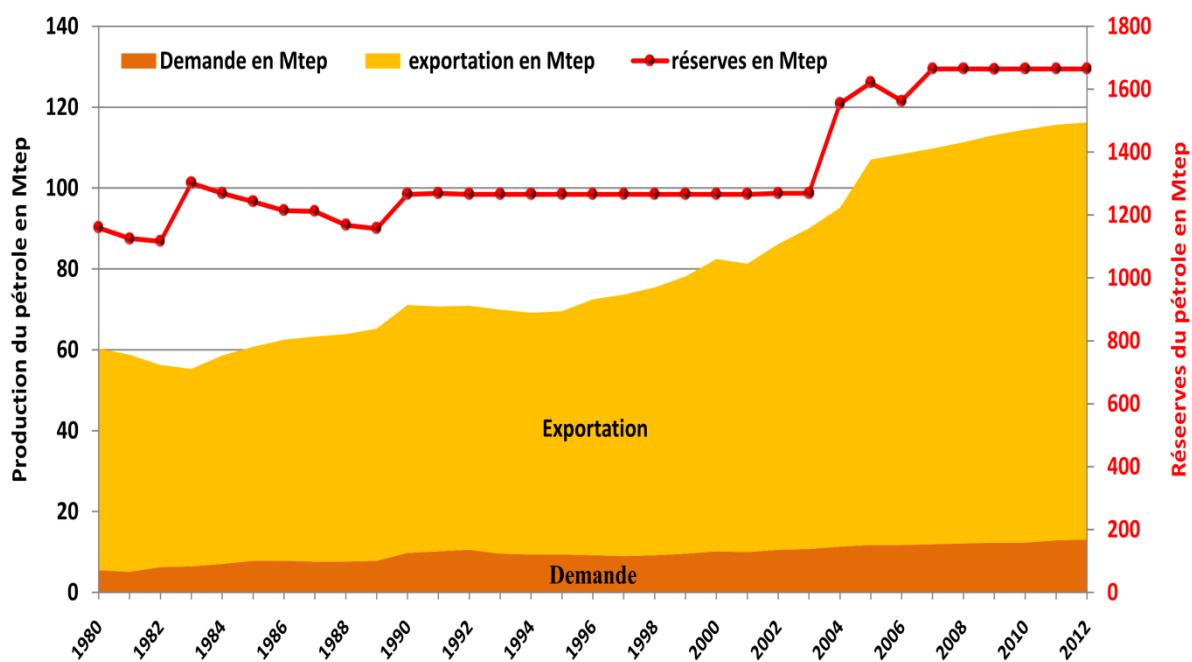


Figure 1. 4: Réserves et production de pétrole en Algérie de 1980 à 2012 (Hafner M et al, 18, 2012a), (BP, 2012).

La production de pétrole en Algérie atteint le niveau de 60.32 Mtep en 1980 et elle devient 80 Mtep en 2000. Après les découvertes de pétrole au champ Ourhoud en 2003, la production de pétrole a augmentée pour atteindre 115.36 Mtep en 2012, soit un taux de

croissance de 91.24%. La consommation de pétrole de l'Algérie passe de 5.46 Mtep en 1980 à 13.07 Mtep en 2012. Cette augmentation est due principalement à une extension progressive du secteur des transports, l'augmentation de la population, l'amélioration de niveau de vie, l'évolution de l'urbanisation dans le secteur résidentiel, et aussi la hausse de la demande mondiale en produits pétroliers.

1.3.1.2. Exportations

L'Algérie est le 10^{ème} exportateur mondial de pétrole brut (DGT, 2013a). Entre 2010 et 2013, les exportations de pétrole brut annuel algériennes ont représenté en moyenne environ 750,000 barils/j de pétrole brut, y compris du condensat. La majorité des exportations de pétrole brut algérien sont acheminées vers l'europe et l'amérique du nord, environ 49% et 36% respectivement. Les États-Unis ont été l'un des plus grands marchés de pétrole brut pour l'Algérie pendant près d'une décennie, mais ces exportations sont considérablement diminuées au cours des cinq dernières années, et ceci est du principalement à la croissance de la production de pétrole brut léger aux États-Unis. L'Algérie produit généralement un surplus de produits pétroliers raffinés, qui est exportée vers les marchés mondiaux. Elle a exporté environ 200,000 barils par jour de produits pétroliers en 2013, dont 43 % ont été expédiés aux États-Unis. L'Algérie a connue également les importations de produits pétroliers, principalement des pays européens et de la Russie. La figure ci-dessous représente les principaux importateurs du pétrole brut Algérien :

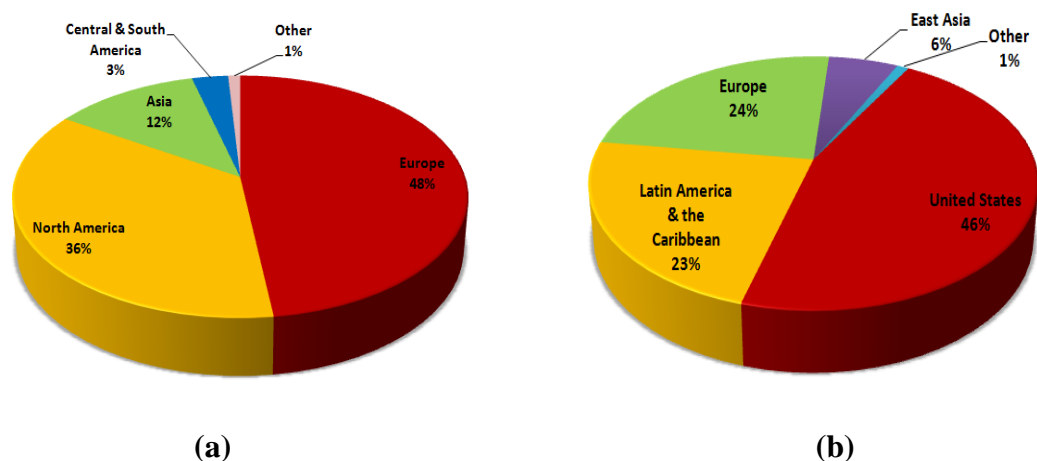


Figure 1. 5: Exportation par destination en 2012 (a) pétrole brut (b) produits pétroliers raffinés.

L'Algérie a cinq raffineries de pétrole et une de condensats avec une puissance nominale totale de 652,500 barils par jour comme présente le tableau ci-dessous (ME, 2014a):

Tableau 1. 1: Les raffineries de pétrole en Algérie.

Raffineries	Capacité en 10 ³ barils /j	Type	Propriétaire
Skikda	352.7	Condensats	Sonatrach/ Naftec
		Pétrole brut	
Hassi Messaoud	163.5	Pétrole brut	Sonatrach/Naftec
Alger (El Harrach)	63.4	Pétrole brut	Sonatrach/Naftec
Arzew	58.5	Pétrole brut	Sonatrach/Naftec
Adrar	14.4	Pétrole brut	CNPC/Sonatrach

La raffinerie la plus importante du pays et la plus grande en Afrique, est de Skikda, et située à la côte nord du pays. Avec une capacité de traitement égale à 352,700 barils/j de pétrole brut et de condensats, comptant pour plus de la moitié de la capacité totale des raffineries algériennes. Deux autres raffineries côtières, Alger et Arzew, ont la capacité de traiter 63,400 barils/j et 58,500 barils/j, respectivement. Les raffineries intérieures du pays, Hassi Messaoud et Adrar, sont connectés aux champs de pétrole locaux et fournis de produits pétroliers vers les zones voisines.

1.3.1.3. Les principaux acteurs de la filière

L'entreprise publique Sonatrach joue un rôle de premier plan dans le développement de la filière hydrocarbures. C'est à partir des années 90 que le cadre des investissements s'est progressivement ouvert aux entreprises étrangères, pour la plupart en partenariat avec la compagnie nationale Sonatrach qui conserve la majorité sur tous les contrats de recherche, d'exploitation, de raffinage et de transports des hydrocarbures en Algérie. Elle continue d'exploiter 80% des actifs de production des hydrocarbures en Algérie. Le cadre des investissements a été modifié par la loi n°13-01 du 20 février 2013 afin d'accroître l'attractivité du secteur pour les investissements. Les modifications apportées concernent l'assouplissement des conditions d'exercice des activités de prospection et de recherche des hydrocarbures, la réforme de la fiscalité, et notamment celle des gisements à plus faible rendement, et l'autorisation de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en établissant le cadre légal à son exploitation (DGT, 2013a).

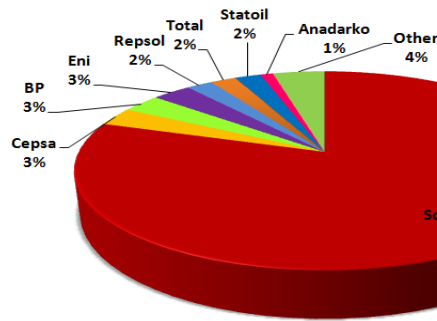


Figure 1. 6: Répartition des actifs de production des hydrocarbures par exploitant en 2012.

1.3.1.4. Des oléoducs et des terminaux d'exportation

Les importants gisements de pétrole algérien sont Hassi Messaoud, Hassi Berkine, Ourhoud, Bir Hebaa, Gassi El Agreb/Zotti et Menzel Ledjmet. Autour de ces champs, une infrastructure substantielle a été construite au cours des années, telles que des canalisations d'exportation de pétrole (oléoducs), des raffineries et des ports pétroliers. Sept terminaux côtiers sont situés à Arzew, Skikda, Alger, Annaba, Oran, et Bejaia, en Algérie et la Skhirra en Tunisie. Le réseau de pipelines intérieurs facilite le transfert de pétrole à partir des champs de production aux bornes d'exportation. Les plus importants sont celles qui transportent le pétrole brut du champ de Hassi Messaoud vers les raffineries et les terminaux d'exportation. Sonatrach actionne plus de 3,200 kilomètres d'oléoducs dans le pays et également les réseaux de condensat et canalisation de GPL qui lie Hassi R' Mel et d'autres champs à Arzew. Une deuxième ligne parallèle (Hassi Messaoud-Arzew) a été développée afin de doubler la capacité du transport. Les principales canalisations existantes pour des exportations de pétrole sont données dans le tableau suivant :

Tableau 1. 2 : Caractéristiques du réseau pétrolier.

Oleduc	Acronym	Diamètre (Inche)	Longeur (km)	Nombre de stations	année
HEH- Bejaia	OB1	24/22	660	7	1959
In Amenas-Tunisie	OT1	24	265	2	1960
HEH-Arzew	OZ1	28	801	6	1965
B.Mansour-Alger	OG1	16	131	1	1971
Mesdar-HEH	OH2	26	108	1	1972
HEH-Skikda	OK1	34	637	4	1972
El Borma-Masder	OD1	20	272	1	1977
In A menas- HEH	OH1	30	630	3	1983
H.Berkine-HEH	OH3	30	292	-	1999
HEH- Arzew	OZ2	34	822	6	2002
Ext.Station Mesdar	OH2	-	-	1	2002
Ext. Station HEH-Skikda	OK1	-	-	1 SP1 2 SP2	2002
Ext.H.Berkine - HEH	OH3	-	-	2	2002

La figure suivante présente le réseau de transport et de distribution pétrolier (en vert) et gazier (en rouge).



Figure 1. 7: Réseau de transport pétrolier (en vert) et gazier (en rouge) (Sonatrach, 2013).

1.3.2. Gaz naturel

1.3.2.1. Réserves et production

A l'échelle mondiale, les capacités gazières algériennes sont très significatives. Le pays possède environ 4,500 Milliards m³ des réserves mondiales de gaz, et a produit en 2012, 73.4 Milliards m³ de gaz naturel commercialisable, soit 2,4% de la production mondiale, ce qui place l'Algérie au 9^{ème} rang des pays producteurs de gaz (DGT, 2013a).

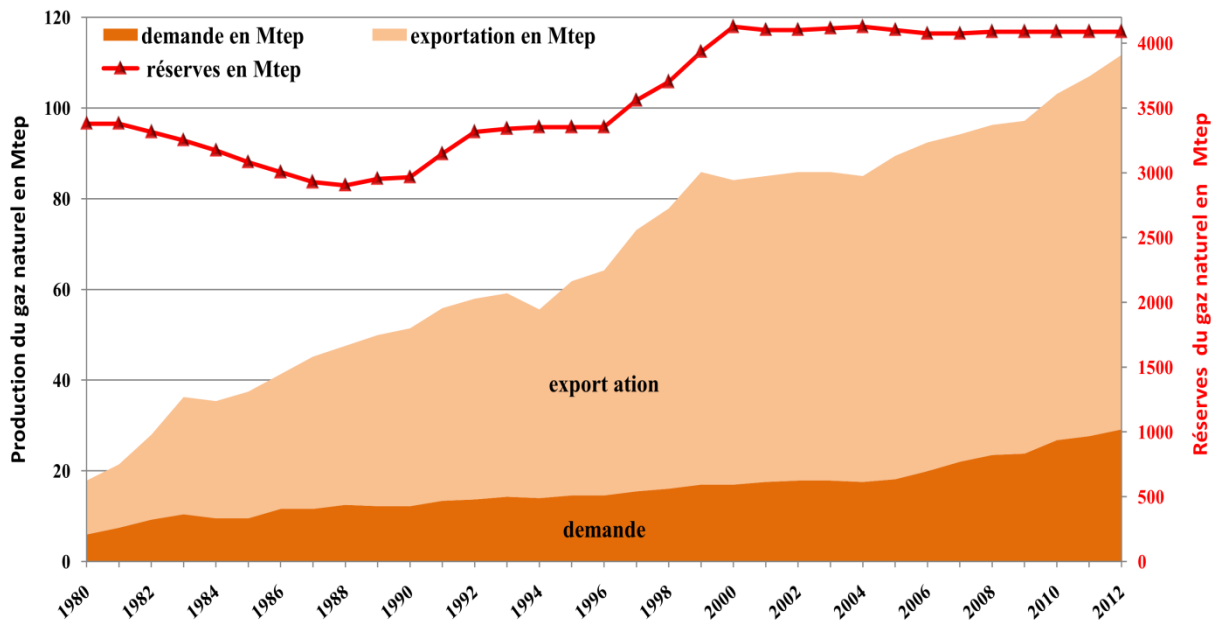


Figure 1. 8 : Réserves et production du gaz naturel en Algérie de 1980 à 2012 (Hafner M et al, 18, 2012a), (BP, 2012).

1.3.2.2. Réseau de transport et de distribution

A partir de l'année 1968, l'entreprise nationale Sonatrach a développé un ensemble de conduites à grandes capacités qui a permis entre autres, de concrétiser un grand programme d'alimentation du marché national en gaz. A partir de ce réseau l'entreprise Sonelgaz qui était chargée de la distribution du gaz sur le marché national, a pu développer un ensemble de canalisations de transport en haute pression pour alimenter les centrales électriques, les clients industriels haute pression et les distributions publiques en moyenne et basse pressions. Le réseau de transport Sonelgaz qui comptait 462 km en 1962, est passé à 13,836 km de canalisations à fin 2011. La figure ci-dessous représente le réseau de transport et de distribution gazier pour l'année 2014.

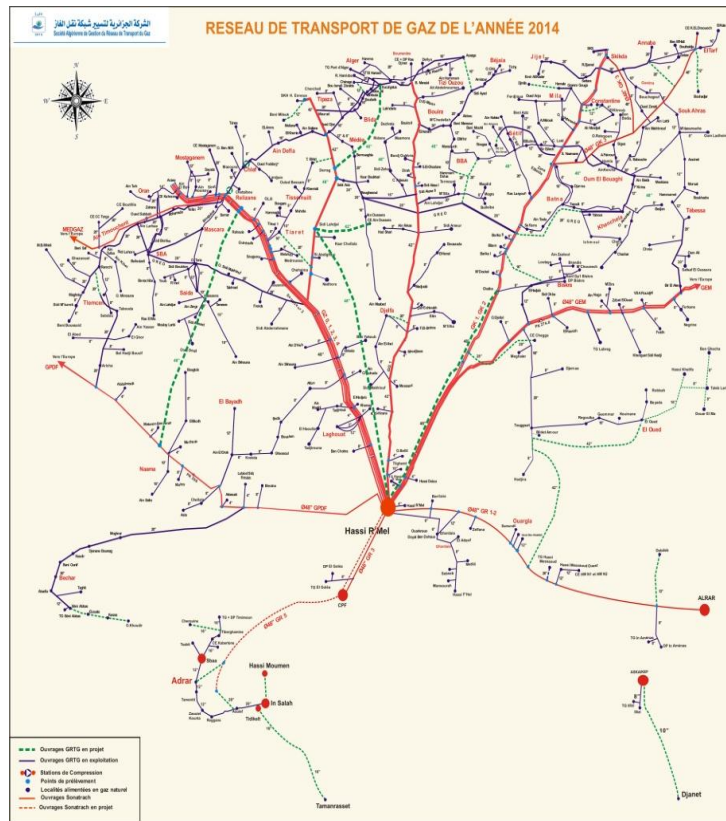


Figure 1. 9: Réseau de transport et de distribution de gaz, (Sonelgaz, 2014).

1.3.2.3. Exportations

Les exportations en gaz naturel représente environ 74% de la production totale, avec 29% délivrée sous forme Gaz Naturel Liquifié (GNL) et 45% par des gazoducs.

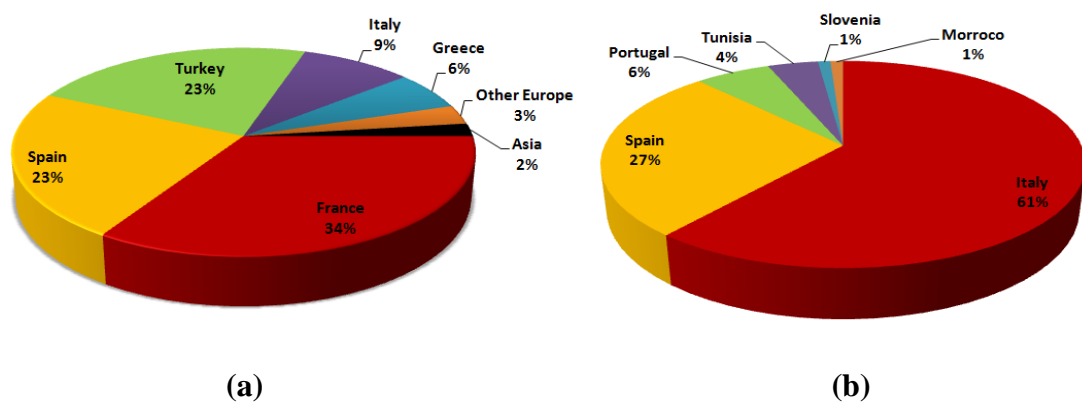


Figure 1. 10: Exportations de gaz naturel par destination, 2011.

(a) GNL

(b) Gazoduc

Les principaux importateurs du gaz naturel Algérien sont : l'Italie, le premier importateur avec 61%, ensuite l'Espagne avec 27%, la France et la Turquie avec 13 et 14% et l'USA avec 3%, le reste concerne les autres pays avec 14%. La plupart des exportations du GNL vont également vers l'Europe occidentale, particulièrement la France, l'Espagne et la Turquie. D'autres pays européens tels que le Portugal, l'Angleterre, la Grèce, et la Slovénie sont importateurs du gaz Algérien.

1.3.2.4. Grands projets transcontinentaux

Le gaz algérien alimente l'Europe principalement par trois voies de canalisation; la construction d'une quatrième canalisation liant l'Algérie au continent européen via l'Italie est prévue pour 2016.

Tableau 1. 3 : Gazoducs liant l'Algérie à ses clients européens (Hafner M et al, 2012a).

Canalisation	Longueur (km)	De	Vers	Capacité (Milliards m³)
Trans-Mediterranean (TransMed, Enrico Mattei)	2,205	Hassi R'mel	Italie (par la Tunisie et la Sicile)	1,059
Gaz Maghreb- Europe (Mégom ou Pedro Duran Farrel)	1,609	Hassi R'mel	Cordoue, Espagne (par le Maroc)	426
MEDGAZ	209	Beni Saf	Almeria, Espagne	403

La figure suivante présente le réseau de transport du gaz naturel et les unités de production de GNL en Algérie.

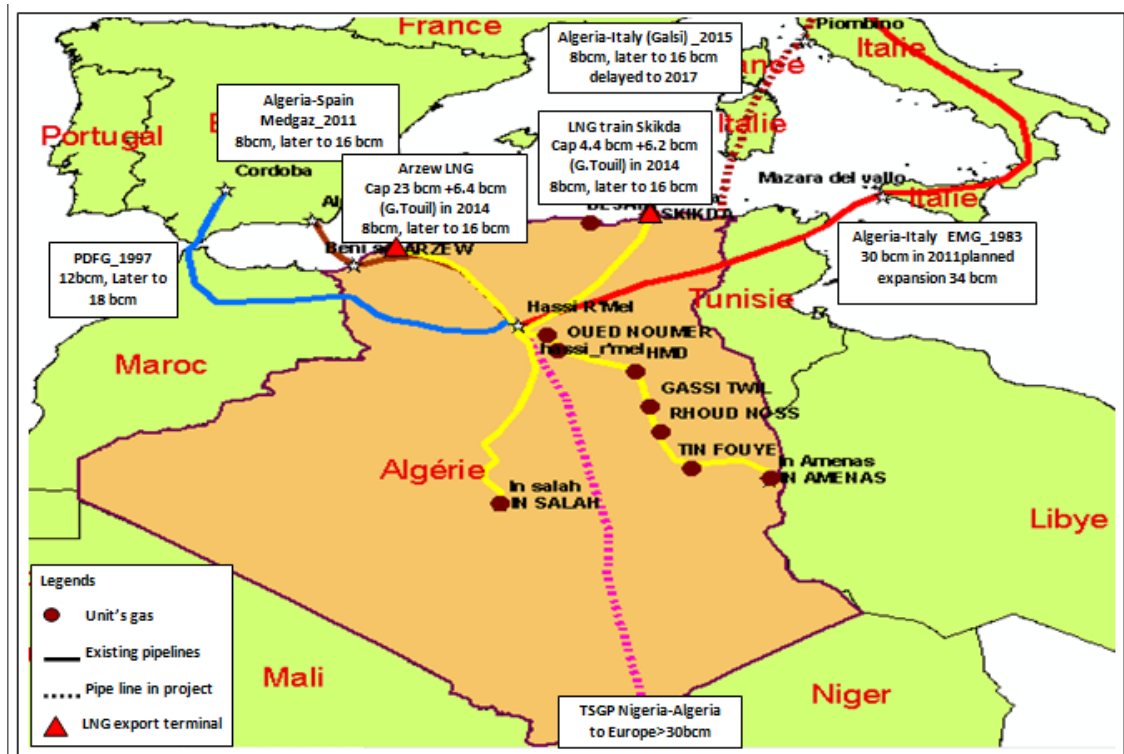


Figure 1. 11: Interconnexions gazières.

Trans-Saharan Gas-Pipeline (TSGP) : est un méga-projet algéro-nigérien inscrit dans le cadre de la mise en œuvre du NEPAD. Estimé à plus de 10 milliards de dollars, il est destiné à acheminer 20 à 30 milliards de m³ de gaz naturel du Nigeria vers l'Europe via le Niger et l'Algérie. Le TSGP est un gazoduc intercontinental d'une longueur totale de 4,128 km, dont 1037 km traverseront le territoire du Nigeria, 841 km parcourront le Niger et le plus long tronçon, soit 2,310 km traversera le territoire algérien jusqu'à la côte méditerranéenne. Le projet prévoit la construction d'une vingtaine de stations de compression. Il aboutira dans sa partie onshore, soit à Beni Saf à l'ouest ou soit à El Kala à l'est (Sonatrach, 2013), (PPIAF, 2013).

Gazoduc ALgérie Sardaigne Italie (GALSI) : Il est porté par la Sonatrach et plusieurs partenaires, étudie une liaison sous-marine en méditerranée par gazoduc entre l'Algérie et l'Italie, en passant par la Sardaigne. Cette liaison de 1,505 km doit acheminer à terme jusqu'à huit milliards de mètres cubes (normaux) de gaz naturel par an (Sonatrach, 2013), (PPIAF, 2013).

1.3.3. Secteur d'électricité

1.3.3.1. La structure du secteur de l'électricité

Dés les années 1962, le secteur de l'électricité a connu un très grand développement pour répondre à une volonté de généralisation de l'électrification des ménages à travers tout le territoire national. Cette généralisation aura une implication majeure sur le développement des réseaux de distribution et de transport. L'entreprise Sonelgaz détenait le monopole sur la production, le transport, la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz. En effet, cette entreprise publique au terme du monopole conféré par l'état, assumait seule la mission de service public dans le domaine de la distribution de l'électricité et du gaz. Suite à l'avènement de la loi n°01.02 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation, une réorganisation du secteur est achevée avec la création de la société holding « Sonelgaz » ainsi que l'ensemble de ses filiales (Sonelgaz, 2014).

Sonelgaz est aujourd'hui érigé en groupe industriel composé de 39 filiales et 5 sociétés en participation. Ainsi, ses filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations. Nous citons ci-après les filiales les plus importantes :

- Société de Production de l'Electricité (SPE),
- Sharikat Kahraba wa Takat moutadjadida (SKTM)
- Société de l'Engineering de l'électricité et du Gaz (CEEG)
- Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE),
- Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz (GRTG),
- Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système de production et de transport de l'électricité,
- Société de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA), du Centre (SDC) de l'Est (SDE), de l'Ouest (SDO).

Grâce à ces sociétés, l'Algérie dispose aujourd'hui d'une infrastructure électriques et gazières répondant aux besoins du développement économique et social du pays. Aujourd'hui, le groupe occupe une position privilégiée dans l'économie du pays en tant que responsable de l'approvisionnement de plus de six millions de ménages en électricité et de trois millions en gaz naturel, soit une couverture géographique de près de 99% en électrification et 52% pour le gaz.

1.3.3.2. Production d'électricité

Le parc de production national est constitué des centrales électriques de la Société de Production de l'Électricité (SPE), et des sociétés en partenariat. La capacité installée totale atteinte 12,789 MW en fin 2012, et se répartie comme présentée dans le tableau suivant:

Tableau 1. 4 : Répartition de la production d'électricité en 2012 (ME, 2013).

Producteurs	Puissance (MW)	Taux (%)	Année de mise en service
SPE	8,503	74.7	/
Kahrama Arzew	345	3	2005
Shariket Kahraba Skikda SKS	825	7.2	2006
Shariket Kahraba Berrouaghia SKB	489	4.3	2007
Shariket Kahraba Hadjret Ennouss SKH	1,227	10.8	2009
Total	12,789	100	/

Le parc électrique a été renforcé par la mise en disposition des nouvelles installations entre 2012 et 2013, par Shariket Kahraba Terga (SKT) en 2012 et Shariket Kahraba Koudiet Edraouch (SKD) avec une capacité de production de 1,200 MW en 2013.

Une augmentation notable de la consommation d'électricité est relevée sur la période 1962-2011. A noter que de 1962 à 2011, la capacité de production d'électricité est passée de 500 MW à 11,389 MW (augmentation de 22 fois la capacité de production en cinquante ans).

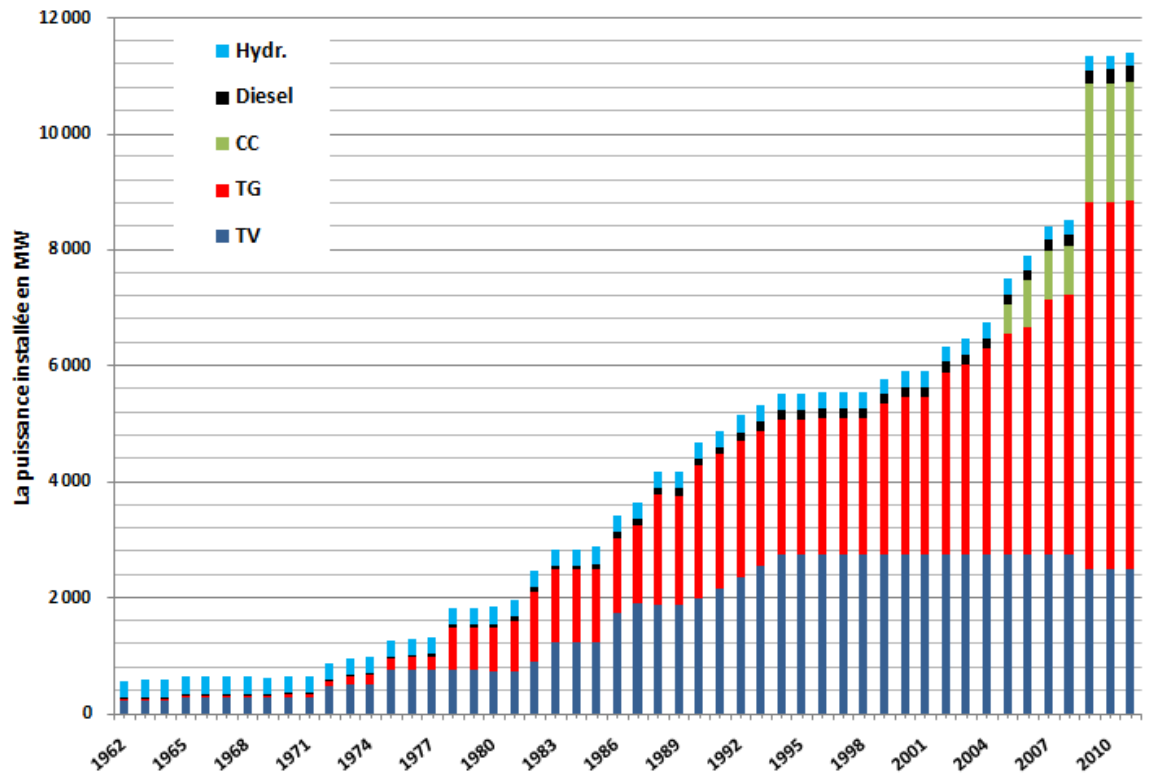


Figure 1. 12: Puissance électrique installée par technologie pour la période 1962-2011.

La figure suivante présente la production d'énergie électrique par technologie pour la période 1962-2011.

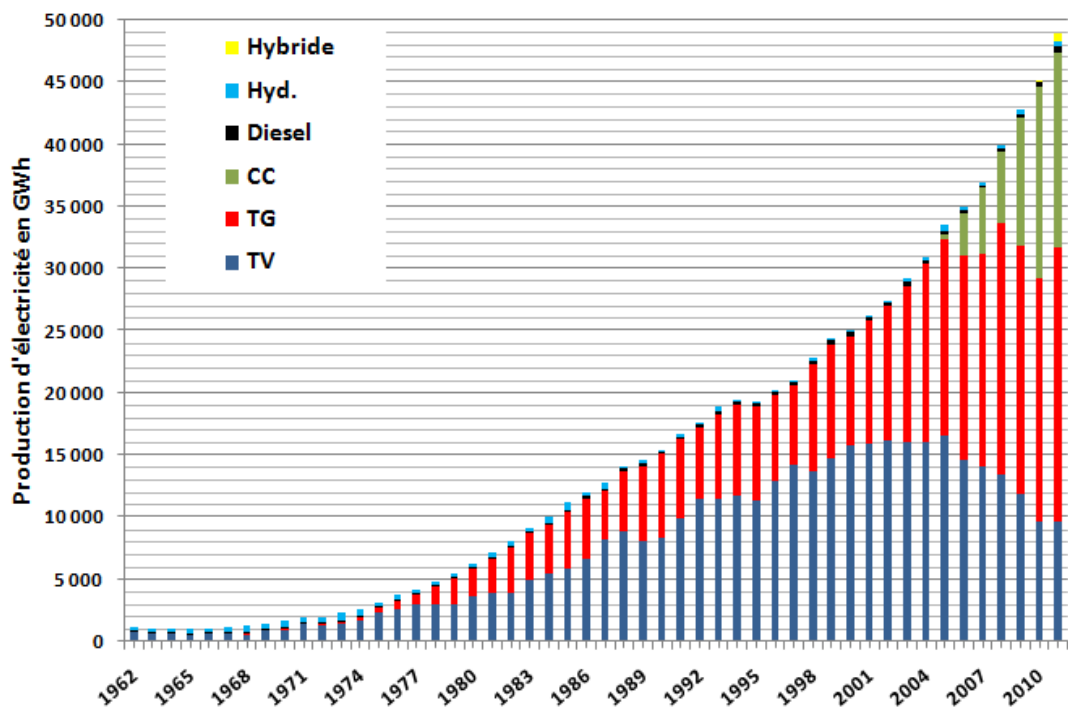


Figure 1. 13: Production d'énergie électrique par technologie pour la période 1962-2011.

La production d'énergie électrique pour l'année 2013 a atteint environ 56,160 GWh. La figure suivante montre l'évolution de la production d'énergie électrique et les technologies de production de 1979 à 2013. La production a augmentée de 14,853 GWh entre 1978 et 1991. Pour les 22 années suivantes (de 1991 à 2013), la production d'énergie électrique a connue une augmentation plus importante (plus que le double 39,410 GWh) par rapport aux 12 ans précédent (1978 à 1991). La période entre 1991 et 2013 est caractérisée par l'introduction d'autres technologies de production telles que les centrales à cycles combinés et une centrale hybride avec une puissance totale de 150 MW située à Hassi R'mel.

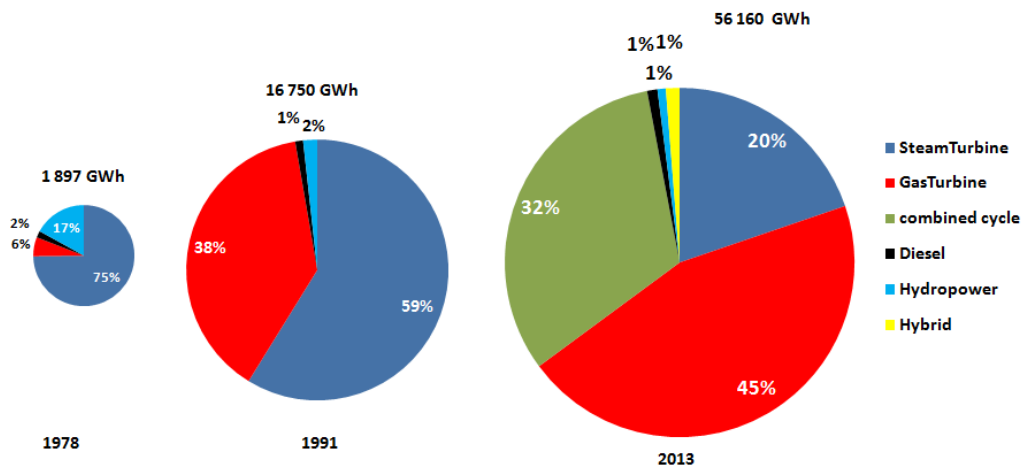


Figure 1. 14: Evolution de la production d'énergie électrique en GWh, a) 1978, b) 1991, c) 2013.

La répartition spatiale du parc de production de l'énergie électrique algérien est représentée sur la figure ci-dessous. Les nœuds de ce réseau sont les centrales thermiques, représentées par des boules avec différents couleurs et différentes tailles en fonction de leur type et de leur puissance; et les parcs hydrauliques, représentés en couleur bleu. Chaque nœud est caractérisé par ses coordonnées géographiques (longitude et latitude), nom de la centrale (ou du site), nombre des turbines, puissance électrique en MW, type de turbine ...etc. Ces données ont été élaborées sous ArcGis 9.3 (détaillées dans le chapitre 5) et peuvent être exportées en tableau (.xls).

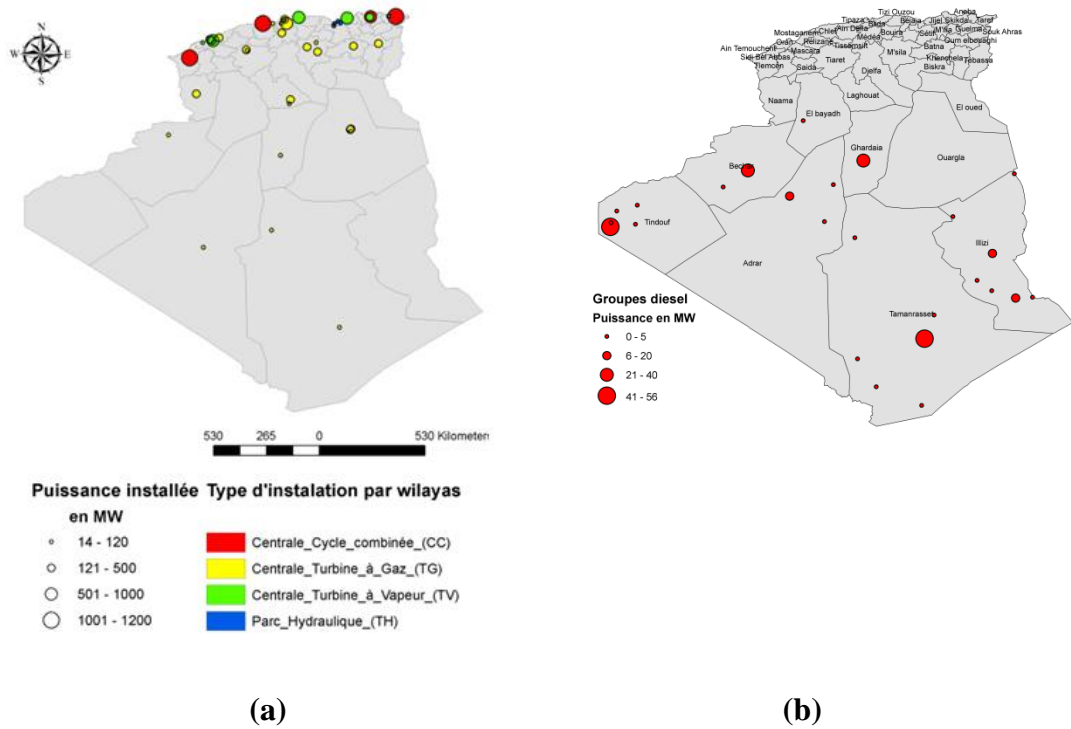


Figure 1. 15: Caractéristiques du parc de production d'énergie électrique élaboré sous ArcGis 9.3 a) centrales électriques, b) groupes électrogènes.

En Algérie, 99% la production électrique est issue du combustible fossile, la part qui reste (0.8%) provient des énergies renouvelables qui se résument pratiquement à une production hydroélectrique.

La figure 1.15 montre les grandes régions de production d'énergie électrique qui sont localisées au Nord de l'Algérie et réparties principalement sur trois pôles; les régions situées à l'est, ouest et au centre présentés dans un ordre décroissant de capacité de production. Au sud du pays une capacité moins importante est installée, présenté par des groupes électrogènes utilisés pour la génération d'électricité dans les régions isolées.

1.3.3.3. Transport et distribution

Le réseau de transport et de distribution d'électricité a progressé à raison de 339 km en moyenne par an entre 1971 et 1991 et de 595 km entre 1991 et 2011, atteignant une longueur de 22,370 en 2011 composée de 3,356 km en 400 kv, 10,290 km en 220 kv, 671 km en 90 kv et 8,053 en 60 kv. Des investissements pour l'électrification des milieux urbains et ruraux n'ont cessé d'augmenter depuis l'indépendance, ce qui a permis d'atteindre un taux d'électrification global de 99.3 % en 2013 (Sonelgaz, 2014). La figure suivante présente le réseau électrique national.

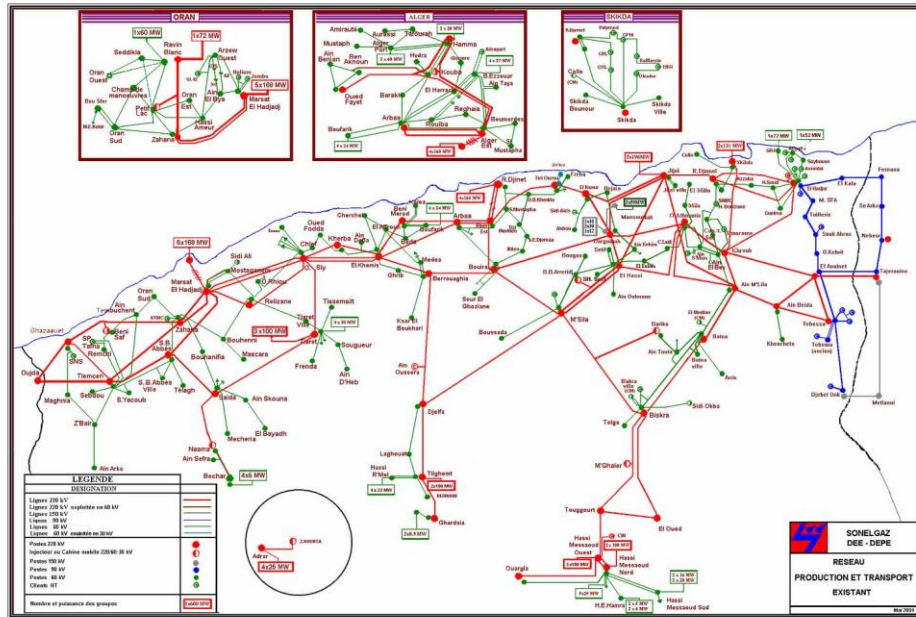


Figure 1. 16: Cartographie de réseau de transport en 2011(ME, 2015).

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

- **Le Réseau Interconnecté National (RIN) :** s'étalant sur le nord du pays et aussi 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, 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 Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE) est estimée à fin 2011 à 22,370 km, soit le double par rapport à 1991. La figure suivante présente l'évolution de la longueur du réseau de transport électrique en km pour la période 1971-2011.

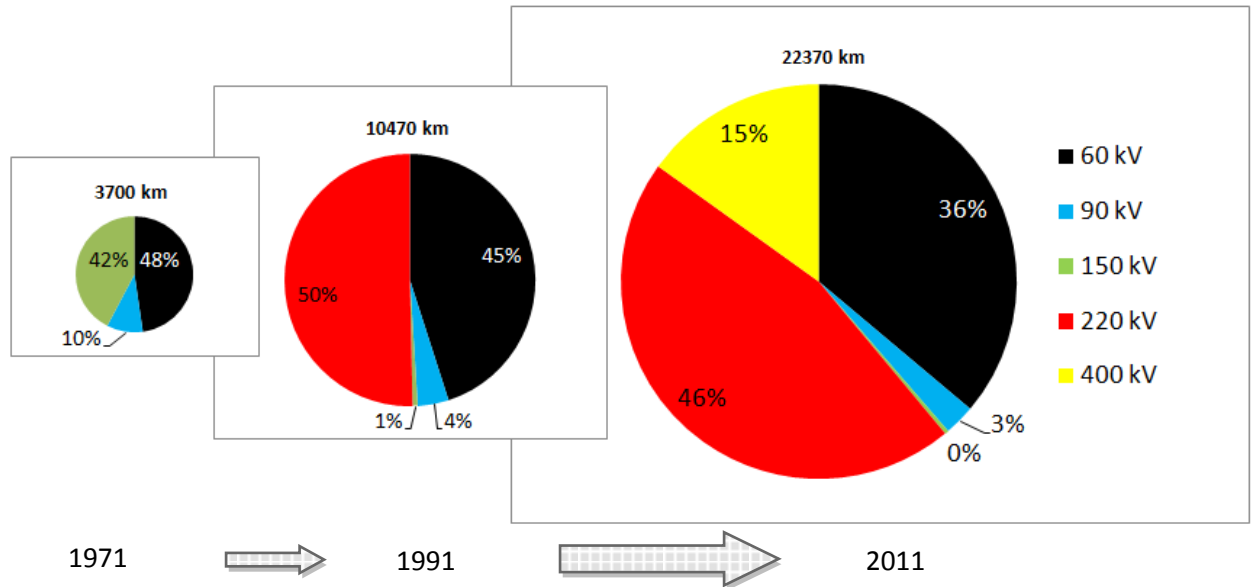


Figure 1. 16: Evolution du réseau de transport électrique.

1.3.3.4. Interconnexions électriques

a. Description des interconnexions électriques existantes

Il existe des interconnexions électriques entre l'Algérie et les pays voisins, notamment le Maroc et la Tunisie, mais les échanges restent relativement limités en l'absence de conditions favorables au développement d'un marché concurrentiel (CEA-AN, 2012).

a.1. L'Algérie-Tunisie

Actuellement, les deux pays sont reliés ensemble par quatre lignes : Tajerouine-EL Aouinet, fonctionnant à 90 kV, commissionnés en 1952 ; Fernana-EL Kala, fonctionnant à 90 kV, commissionnés en 1955; de Tajerouine-EL Aouinet à 225 kV, commissionnés en 1980 ; et Metlaoui-Djebel Onk à 150 kV, commissionnés en 1984. La capacité commerciale de transfert est prévue d'atteindre 300 MW. Pendant l'année 2008, les échanges de l'électricité ont atteint 281 GWh, dans lesquels l'Algérie a exporté 137 GWh vers la Tunisie et la Tunisie a exporté 144 GWh vers l'Algérie.

a.2. Le Maroc-Algérie

Jusqu'en 2008, les deux pays ont été juste reliés ensemble par deux lignes de 220 kV (Oujda-Hazaouet et Oujda-Tlemcen), commissionnées en 1992 et 1998 avec une capacité de 240 MW. Une nouvelle interconnexion à double ligne de 400 kV a permis d'atteindre une capacité 800 MW (2x400 MW) et mise en fonctionnement en 2010. Pendant l'année 2008, les

échanges de l'électricité ont atteint 318 GWh, dans lesquels l'Algérie a exporté 184 GWh vers le Maroc et le Maroc a exporté 134 GWh vers l'Algérie. Aucun autre projet d'extension n'est prévu d'ici 2020.

Le tableau ci-dessous résume les principales interconnexions :

Tableau 1. 5: Interconnexions électriques existantes (Maroc -Algérie-Tunisie)

pays	de la sous-station	Au pays	À la sous-station	Type AC/DC	Tension [kV]	Année de mise en opération
Algérie	Ghazaouet	Maroc	Oujda	AC	225	1988
Algérie	Telemcen	Maroc	Oujda	AC	225	1988
Algérie	Hassi Aneur	Maroc	Bourdim	AC	220(400)	2006 (2010)
Algérie	Djebel Onk	Tunisie	Metlaoui	AC	150	1984
Algérie	El Aouinet	Tunisie	Tajerouine	AC	225	1984
Algérie	El Aouinet	Tunisie	Tajerouine	AC	90	1952
Algérie	El Kala	Tunisie	Femana	AC	90	1956
Algérie	El Hadjar	Tunisie	Jandouba	AC	220(400)	2005(2010)

b. Nouveaux projets d'interconnexion en Algérie

Il est prévu des interconnexions du réseau électrique de l'Algérie vers l'Europe, notamment vers l'Espagne et vers l'Italie.

b.1. L'Algérie-Espagne

Une étude de faisabilité pour un raccordement de l'Algérie vers l'Espagne au moyen d'un câble sous-marin de 240 kilomètres avec une capacité de 2,000 MW a été achevée en 2003. Elle liera Terga (Algérie) avec le littoral de Almeria (Espagne) (Hafner M et al, 18, 2012a). Le projet est encore en phase de négociation, mais aucune décision définitive n'a été prise jusqu'ici.

b.2. L'Algérie-Italie

Une étude de faisabilité a été achevée en juin 2004, deux solutions pour un 500-1,000 MW, 400-500 kilovolts étant analysée (Hafner M et al, 18, 2012a):

- une ligne directe entre El Hadjar (Algérie) et Latina (Italie) d'une capacité de 1,000 MW ;
- une ligne optimisée entre El Hadjar (Algérie) et Sardaigne du sud (Italie) avec deux lignes de 500MW. Aucune décision définitive n'a été prise jusqu'ici pour l'exécution du projet.

1.3.4. Cadre institutionnel et réglementaire du secteur de l'énergie en Algérie

1.3.4.1. Organisation du secteur

Plusieurs institutions interviennent sur les politiques et les stratégies énergétiques et le développement des énergies renouvelables.

a. Ministre de l'énergie

Le ministère de l'énergie (ex. ministère de l'énergie et des mines) est le ministère responsable du secteur de l'énergie. Il est responsable de mettre en application des politiques et des stratégies appropriées concernant la production, le transport et la commercialisation des hydrocarbures et des ressources énergétiques. Il est également responsable de mettre en application les politiques relatives à l'introduction des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Les revenus de l'exportation des hydrocarbures représentent 97% de l'ensemble des exportations. Ces revenus prévenant du secteur des hydrocarbures jouent un rôle principal pour le financement de l'économie algérienne. Le ministère a un rôle réglementaire fort du secteur de l'énergie pour assurer des revenus à court terme suffisants pour les besoins du développement du pays tout en optimisant la production à long terme ; et également en fixant les tarifications des différents produits énergétiques destinés à la consommation nationale. Ce secteur a été longtemps géré par l'état, profitant des différentes lois de 2001 et 2005, se trouve libéralisé et ouvert à la sous-traitance et aussi à la concurrence pour que les sociétés mères telles Sonatrach et Sonelgaz se concentrent sur les activités de base. Les autorités indépendantes CREG, ARH et ALNAFT ont été créées par l'état et autorisées pour mettre en application et surveiller l'application des politiques énergétiques établies par le ministère, alors que les sociétés anonymes Sonelgaz et Sonatrach devenaient des acteurs économiques pour permettre l'accès au marché de l'énergie d'autres intervenants privés ou publics.

b. Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG)

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) a été créée par la loi N°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. C'est un organisme indépendant et autonome doté de la personnalité juridique et investi de trois missions principales (CREG, 2015) :

- Réalisation et contrôle du service public,
- Conseil auprès des pouvoirs publics en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité et du marché intérieur du gaz,
- Surveillance et contrôle du respect des lois et règlements relatifs au marché de l'électricité et au marché intérieur du gaz.

c. Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH)

ARH est l'autorité de régulation des hydrocarbures. Il a été créé en 2005 suivant la libéralisation du secteur d'hydrocarbure. Elle est chargée notamment de veiller au respect de la réglementation relative aux activités régies par le présent avant-projet de loi (tarifs et libre accès aux réseaux de transport par canalisation et au stockage, hygiène, sécurité industrielle, protection de l'environnement, cahiers des charges concernant la réalisation des infrastructures, application des normes et standards techniques sur la base de la meilleure pratique internationale). Elle est également chargée d'étudier les demandes d'attribution des concessions de transport par canalisations (ME, 2015).

d. Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT)

ALNAFT est l'agence nationale de la valorisation des hydrocarbures. Il a été également créé en 2005 suivant la libéralisation du secteur d'hydrocarbure, a pour rôle de gérer les banques de données, de délivrer les autorisations de prospection, de procéder aux appels d'offres et effectuer leur évaluation, d'attribuer des périmètres de recherche et des périmètres d'exploitation, de suivre et de contrôler la mise en œuvre des contrats de recherche et/ou d'exploitation, d'étudier et d'approuver les plans de développement. Elle est chargée, en outre, de la gestion et de la collecte de la redevance selon les modalités prévues par la loi relative aux hydrocarbures, et veille à ce que les opérateurs s'acquittent de la taxe sur le revenu pétrolier tel que défini par cette loi. Cette Agence est chargée, en particulier, de mettre à la disposition de tous les opérateurs les données nécessaires au développement des investissements (Michaut S, 2013).

e. SONELGAZ

L'entreprise Sonelgaz a pour rôle la production, le transport, la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz. Elle est bien détaillée dans la partie (1.3.3.1).

g. Centre de Recherche et de Développement de l'Électricité et du Gaz (CREDEG)

Créé le 1er janvier 2005 en société par action, filiale du groupe Sonelgaz. Le CREDEG a pour missions la recherche appliquée, le développement technologique, l'expertise des équipements industriels et l'analyse des comportements des équipements et matériaux en phase d'exploitation et de fabrication dans le domaine des métiers de base du groupe Sonelgaz à savoir (CREDEG, 2015) :

- La production, transport et distribution de l'Électricité,
- Le transport et distribution du Gaz par canalisations,
- La promotion des énergies nouvelles et renouvelables.

h. Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE)

L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) est un établissement public à caractère industriel et commercial créé par décret présidentiel en 1985, placé sous la tutelle du Ministère de l'Energie et des Mines. Elle a pour mission principale la mise en œuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie, et ce à travers la promotion de l'efficacité énergétique (APRUE, 2015a).

Dans le cadre de la loi n° 99- 09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'Energie, l'agence à pour missions :

- La coordination et l'animation de la politique nationale de maîtrise de l'énergie ;
- La mise en œuvre et le suivi du Programme National de Maîtrise de l'Energie (PNME) ;
- La sensibilisation et la diffusion de l'information sur la maîtrise de l'énergie en direction des différentes cibles (grand public, professionnels, milieu scolaire...) ;
- Le montage de programmes et de projets sectoriels en partenariat avec les secteurs concernés (Industrie, Bâtiment, Transports, ...).

i. Centre de développement des énergies renouvelables (CDER)

Le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) est un Centre de Recherche, issu de la restructuration du Haut Commissariat à la Recherche, créé le 22 mars 1988. C'est un Etablissement Public à caractère Scientifique et Technologique (EPST) chargé d'élaborer et de mettre en œuvre les programmes de recherche et de développements, scientifiques et technologiques, des systèmes énergétiques exploitant l'énergie solaire, éolienne, géothermique et l'énergie de la biomasse. Le CDER en tant que pôle scientifique participe activement dans le programme national de recherche et du développement technologique définis par la loi d'orientation et de programme à projection quinquennale sur la recherche scientifique et le développement technologique. Les projets nationaux retenus dans ce programme sont orientés sur des priorités économiques et sociétales pour répondre aux principaux besoins stratégiques de développement économique. Le CDER active depuis sa création dans la mise en œuvre de cette stratégie à travers le déploiement et l'intégration de plusieurs réalisations et projets pilotes au niveau national (CDER, 2015).

Le CDER, grâce à ses chercheurs du siège, de ses trois unités de recherche :

- Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES),
- Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER),
- Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS).

1.3.4.2. Cadre règlementaire du secteur

a. Lois sur la production

- Les dispositions de l'ordonnance n° 69-59 du 28 juillet 1969 portant dissolution de la société Electricité et Gaz d'Algérie (EGA) et création de la société nationale de l'Electricité et du gaz ainsi que celles de la loi n° 85-07 du 6 août 1985 relative à la production, au transport à la distribution de l'énergie électrique et à la distribution publique de gaz sont abrogées.
- Loi n° 02-01 du 05 février 2002 qui est relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations : la présente loi a pour objet de fixer les règles applicables aux activités liées à la production, au transport, à la distribution, à la commercialisation de l'électricité ainsi qu'au transport, à la distribution et à la commercialisation du gaz par canalisations. Quatorze décrets d'applications ont suivis cette loi traitant les questions

relatives aux systèmes de tarification, aux procédures d'exploitations et les modalités de gestion des différents réseaux concernés. Ces activités sont assurées, selon les règles commerciales, par des personnes physiques ou morales de droit public ou privé et exercées dans le cadre du service public (JORA, 2002).

b. Loi sur les énergies renouvelable et les systèmes de cogénération pour la production de l'électricité

Plusieurs textes réglementaires régissent la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables et/ou des systèmes de cogénération (CREG, 2015), tels que :

- La loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations et ses textes d'application;
- Loi n°04-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable;
- L'ordonnance n°01-03 du 20 août 2001 relative au développement de l'investissement;
- La loi n°09-09 du 30 décembre 2009 portant loi de finances pour 2010 (création du FNER).

Les Principales dispositions contenues dans ces lois et ses textes d'application ont pour but de fixer les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité ainsi que la certification de garantie d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et de système de cogénération (CDER, 2015).

1.3.5. Système de tarification de l'énergie

Les prix à la consommation pour tous les produits pétroliers et énergétiques dans toutes leurs formes sont subventionnés par l'état. Ils sont fixés sur la base de critères socio-économiques. Les subventions sont indirectes, elles ne sont pas assurées à travers des transferts directs du budget de l'état mais par le biais d'une réduction appliquée sur les bénéfices des sociétés étatiques de production, ex. SONELGAZ pour l'électricité et le gaz et NAFTEC pour les combustibles. Le tableau suivant résume l'ensemble des prix d'énergie électrique et pour différentes produits énergétique selon les différents niveaux d'utilisation.

Tableau 1. 6: Les tarifs d'énergie électrique et des produits énergétiques (RCREEE, 2010).

Porteur d'énergie	Prix à la consommation 2009	Prix approximatif en Euros
Diesel pour les voitures particulières	13,70 DA/litre	13.70 centimes d'euro /litre
Diesel pour les camions et autres consommateurs	13,70 DA/litre	13.70 centimes d'euro/litre
Diesel/huile lourde pour centrales électriques	10,00 DA/litre	10.00 centimes d'euro/litre
Essence pour voitures particulières	Super (96) : 23 DA/litre	23 centimes d'euro/litre
	Normal (90) : 21,20 DA/litre	21.20 centimes d'euro/litre
	Sans Pb : 22,60 DA/litre	22.60 centimes d'euro/litre
Autres consommateurs d'essence	GPL : 9 DA/litre	9 centimes d'euro/litre
Basse tension Electricité pour le secteur résidentiel	0 – 125KWh : 1,779 DA/kWh	1.78 centimes d'euro/kWh
	>125KWh : 4,179 DA/kWh	4.18 centimes d'euro/kWh
Pour d'autres consommateurs: administration et industrie	4,179 DA/kWh	4.18 centimes d'euro/kWh
Moyenne tension Electricité pour l'industrie	Niveau élevé de consommation: 7,26 DA/kWh	7.26 centimes d'euro/kWh
	Niveau faible de consommation: 1,50 DA/kWh	1.50 centimes d'euros/kWh
	Nuit: 0,85 DA/kWh	0.85 centimes d'euro/kWh
	Jour: 3,56 DA/kWh	3.56 centimes d'euro/kWh
Haute tension pour toutes les grandes industries	1,96 DA/kWh	1.96 centimes d'euro/kWh
Basse pression Gaz naturel pour le secteur résidentiel et tous les autres consommateurs	0 – 1125 Thermie :	0.168 €/thermie
	0,168 DA/Thermie >1125 Thermie : 0,324 DA/Thermie	0.324 €/thermie
Haute pression Gaz naturel et produc-	0,154 DA/thermie	0.154 €/thermie

Il est bien connu que la demande énergétique est sensible aux prix et ceci concerne particulièrement la demande en électricité. La réforme des prix permettra d'économiser de grandes quantités d'énergie, surtout à long terme, et pourra apporter une réduction considérable des émissions de gaz à effet de serre de la part des pays qui enregistrent une distorsion des prix. Les subventions affectent fortement le trésor public et fragilisent l'équilibre du commerce extérieur. Elles ont souvent tendance à détruire les entreprises publiques qui sont généralement victimes de cette pratique.

1.4. Conclusion

Ce chapitre présente la situation énergétique actuelle à niveau mondiale et nationale, en termes de ressources, de production, de consommation et aussi l'état des infrastructures régionales existantes, notamment des interconnexions électriques et gazières et leurs impacts sur l'environnement. Ce chapitre montre que l'Algérie doit faire face à plusieurs défis dans le futur. Elle doit surtout repenser le problème de l'énergie dans sa globalité et prendre conscience de ses possibilités d'économies d'énergie. L'augmentation de la demande d'énergie est évaluable suivant diverses hypothèses, sa répartition géographique connue et les sources énergétiques identifiées. Un ensemble de voies est à explorer pour élaborer des solutions satisfaisantes à des degrés divers. Tous ces éléments significatifs renforcent l'urgence de la mise en œuvre de la notion de développement durable dans les activités humaines.

Chapitre 2

**Modélisation énergétique et élaboration
d'un scénario énergétique de référence
pour l'Algérie à l'horizon 2040.**

2.1. Introduction

L'énergie constitue un facteur stratégique pour le développement économique et social du pays. Elle occupe une place centrale dans le concept de développement durable. Elle joue un rôle important dans la gestion des grands enjeux géostratégiques (Alami A, 2006). Dans une problématique énergétique actuelle d'épuisement des énergies fossiles et augmentation de la demande mondiale qui conduit au réchauffement climatique, le long terme sera sans doute fait de ruptures relativement fortes avec les tendances passées. Pour cet effet différents pays prévoient des études prospectives à court et long terme (Piltan M et al, 2012), (Yu S et al, 2012), et s'intéressent à l'action de maîtrise d'énergie et développement durable (Assoumou E, 2006). La prospective est un outil indispensable pour anticiper l'avenir et planifier les actions à mettre en œuvre (Suganthi L et al, 2012). Elle permet d'envisager l'évolution des consommations d'énergie (Lin B et al, 2014), le développement des énergies renouvelables et l'impact sur le changement climatique et la dépendance énergétique (DNTE, 2013). Cette démarche consiste à élaborer sur le long terme des scénarios possibles d'évolution du système énergétique à partir de la situation existante et des tendances historiques et actuelles (Suganthi L et al, 2012). Dans ce cadre, Les modèles de prospective énergétique constituent une aide précieuse à la décision. Ils constituent un instrument indispensable d'aide à l'élaboration des politiques énergétiques, dans une vision de réduire les incertitudes sur l'évolution du système énergétique (ressources et besoins) et éclairer aux décideurs les stratégies les mieux adaptées aux conditions socio-économiques et technologiques du pays (Talbi B, 2011). Ce chapitre, vise à assurer, dans une première étape, une description des grandes familles de modèles prospectifs à travers la présentation des méthodes et des outils de modélisation existants dans le champ de la prospective énergétique et des politiques climatiques, ensuite effectuer une synthèse sur les exercices de modélisation à l'échelle internationale et nationale. Dans une seconde étape, nous essayerons d'élaborer un scénario de référence de la demande énergétique algérienne à l'horizon 2040. En supposant une continuité des tendances et changements structurels en cours et ne prenant en compte que les politiques et mesures approuvées. Ce scénario de référence permet d'analyser ce qui se passerait si aucune action nouvelle n'était mise en œuvre en matière de politique énergétique (demande, réserves de pétrole et de gaz). Ainsi, deux autres scénarios volontariste faible et fort seront élaborés et évalués par rapport au scénario de référence. Ces scénarios nous permettront d'identifier et de mieux comprendre les défis énergétiques pour le long terme.

2.2. Classification des modèles énergétiques

Une typologie des modèles peut être effectuée suivant trois critères : les objectifs du modèle, leur structure ; certains modèles détaillent avec un soin particulier la partie économique ou bien la partie explicitant les alternatives technologiques, et leurs niveaux d'analyse (Suganthi L et al, 2012). Ainsi ces modèles présentent des caractéristiques spécifiques, ils convient de s'intéresser à l'échelle temporelle (court, moyen, long et très long terme) ainsi que l'échelle spatiale (couverture régionale, nationale ou mondiale) (Mathy et al, 2010).

De nombreux modèles sont utilisés à des fins prédictives, fournissant une estimation sur l'ensemble des futurs les plus probables. Cela impose des contraintes méthodologiques très fortes aux auteurs du modèle. Le scénario de référence doit en effet incarner la représentation la plus probable de l'avenir, ce qui implique un traitement endogène du comportement économique et des modes généraux de croissance. On tente alors d'extrapoler les interactions des tendances historiques dans le futur, avec un minimum de paramètres exogènes. Cette approche est typique des activités de prévisions gouvernementales et sectorielles et des premières analyses de scénarii du changement climatique. Ces analyses restent parfaitement valables et utiles à court terme, puisque l'on peut supposer que les extrapolations de tendances effectuées seront relativement pertinentes sur une telle période. La plupart des modèles économiques de court terme ont donc adopté cette logique. (Fortin, 1998).

D'autres modèles préfèrent se fixer un objectif d'exploration du futur plutôt que de prédiction, et ce faisant fournissent des estimations potentiellement contre-intuitives. Les auteurs doivent pour ce faire construire plusieurs scénarii correspondant à des visions cohérentes du futur, basés sur des valeurs différentes pour les paramètres clés, technologiques, démographiques ou économiques, et de les comparer à un scénario de référence.

Enfin, les modèles peuvent servir à évaluer la faisabilité des différents avènements, souvent définis en termes de désirabilité plutôt que de vraisemblance. Ce but contraste avec les deux précédents dans la mesure où il implique l'élaboration d'une vision de l'état futur du système étudié, puis une analyse de la manière dont cet état futur pourrait être réalisé. Cette méthodologie de prévisions permet une identification des changements majeurs, ainsi que des

discontinuités dans les tendances actuelles qui pourraient être nécessaires si un avenir souhaitable doit être atteint. Les efforts actuels de modélisation ont surtout été portés sur des objectifs exploratoires, qui se basent sur une combinaison des approches top-down (macroéconomique) et bottom-up (microéconomique) (Fortin, 1998).

Les différents modèles existants peuvent être classifiés sur une échelle temporelle croissante, et également les différenciés en fonction de leur degré de généralité géographique et économique. Nous explicitons, ci-dessous les principales classifications des modèles énergétiques :

2. 2. 1 Classification selon l'objectif du modèle

On distingue :

- Les modèles explicatifs, leur objectif est l'analyse et l'explication du passé.
- Les modèles de prévision, leur objectif est la détermination la plus précise possible de la demande d'énergie dans le futur.
- Les modèles de simulation, leur objectif est de mesurer l'impact de telle ou telle décision sur la solution de base (de référence) du modèle.

2. 2. 2 Classification selon le niveau d'analyse

Ce critère fait référence au niveau de désagrégation adopté dans la nomenclature des produits énergétiques (Talbi B, 2011). On peut distinguer :

- Les modèles qui distinguent différentes formes d'énergie, comme par exemple, le charbon, le gaz, les produits pétroliers et l'électricité. Ces formes d'énergie sont différentes selon qu'il s'agit d'un modèle d'offre (formes d'énergie primaires) (Yu S et al, 2012) ou de demande (formes d'énergie finales) (Bianco V et al, 2014). Quelques modèles intègrent des formes d'énergie dites renouvelables (énergie solaire, énergie éolienne, etc.)
- Les modèles qui considèrent l'énergie comme un bien homogène. Il s'agit souvent de modèles qui mettent en œuvre des relations entre la consommation énergétique globale et la croissance économique ; ou de modèles qui envisagent d'étudier les substitutions entre l'énergie et les autres facteurs de production.

2. 2. 3 Classification selon l'horizon temporel visé

Les modèles énergétiques sont appliqués à court (2020), moyen (2030), long (2050) ou plus long terme (2100) (PRISME, 2010). Cependant, la longueur de ces périodes ne dit rien sur les caractéristiques spécifiques de chacune, ni sur certaines questions telles que l'enchaînement des périodes, les phases de transition, etc. Le court terme voit la demande d'énergie d'une façon relativement figée. Le moyen terme n'est pas une simple transposition du passé et que des changements structurels peuvent apparaître. Enfin, le long terme accentue tous ces caractères, la référence passée n'est pas très importante. Les perspectives d'évolution à long terme comptent beaucoup plus (Talbi B, 2011).

2.3. Les grandes familles de modèles prospectives

Il existe deux approches générales du modèle de la demande énergétique finale : descendante et ascendante. Les modèles ascendants (bottom-up), basés sur une approche technico-économique et contenant une description détaillée des technologies du secteur énergétique, et les modèles descendants (top-down), basés sur une approche macro-économique et contenant une description des variables économiques (PRISME, 2010). Cependant, au vu des limites de chacune d'entre elles, une approche dite hybride a été développée ces dernières années (Scapecchi, 2010). La figure suivante présente les principales classifications des modèles énergétiques.

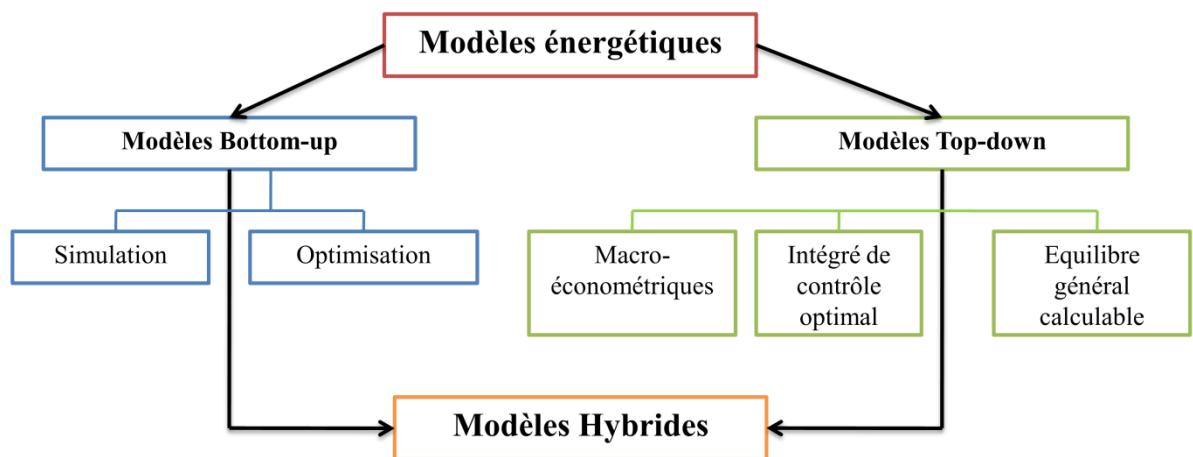


Figure 2. 1 : Classification des modèles énergétiques (Götz B et al, 2012).

2.3.1. Les modèles macro-économiques (top-down)

Les modèles descendants (top-down) ou méthode économétrique utilise des données historiques au niveau macro pour estimer l'évolution de la consommation et les effets des variables socio-économiques sur la demande d'énergie. Ces modèles s'appuient sur la théorie économique de la demande dérivée et à employer des variables telles que les prix et le revenu comme des déterminants majeurs de la demande d'énergie (Moshiri S et al, 2012). Les modèles descendants représentent l'économie de manière plus globale, mais les technologies de manière plus agrégée. Il est possible d'en distinguer deux principaux types:

a. Les modèles d'équilibre général

Les modèles d'équilibre général ont une vision néoclassique du système économique, décrivant l'économie globale par le biais du comportement des agents économiques. Ils considèrent les rétroactions entre les quantités et les prix et calculent un prix d'équilibre dans chaque marché de concurrence parfaite. Ils sont utiles pour analyser les effets structurels majeurs au niveau de l'offre et de la demande, et les effets de long terme. Ils sont utilisés pour analyser l'impact des politiques climatiques internationales sur les économies nationales et simuler des stratégies de coopération internationale (PRISME, 2010). On distingue les modèles d'équilibre général calculable (GEM-E3, GEMINI-E3), des modèles d'équilibre partiel ou seul le système énergétique est pris en compte et non le reste de l'économie.

b. Les modèles d'équilibre partiel énergétiques (macro-économétriques)

Ils s'appuient sur une subdivision du monde en marchés : région, pays, secteur. La mise en équation du système énergétique dans les marchés et entre eux s'effectue par des fonctions d'équilibre offre-demande. Ils tracent la dynamique de moyen terme des agrégats économiques nationaux et de ses composantes. Les prix varient avec l'offre et les déséquilibres partiels des marchés sont possibles. Ils permettent d'analyser l'impact global d'une politique climatique sur des variables économiques comme l'inflation et le chômage. La fonction de production est agrégée, des hypothèses de prix de départ étant affectées à chaque source d'énergie. Des modules traitent la demande finale en fonction des secteurs, des technologies énergétiques, de la conversion d'énergie. Il s'agit généralement de comprendre le fonctionnement d'un marché en interaction avec l'offre et la demande. Il est assez simple de coupler ces modèles aux modèles macro-économiques d'équilibre général (Chambolle, 2007), exemples : POLES, PRIMES.

c. Les modèles intégrés de contrôle optimal (approche climatique)

Ces modèles calculent des trajectoires optimales de réduction des émissions, fondées sur une représentation très agrégée de l'économie et du cycle du carbone (vision climatique). Les systèmes technologiques (notamment énergétiques) sont représentés par des courbes d'abattement marginal des coûts. Ces courbes représentant le coût d'émettre une tonne de carbone de moins lorsque l'on déjà cessé d'émettre une certaine quantité de carbone (Mathy et al, 2010). Exemple : DICE et RICE.

2.3.2 Les modèles technologiques (technico-économique) (bottom-Up)

Les modèles technologiques sont restreints à l'analyse d'un seul secteur de l'économie et représentent le système énergétique détaillé d'une ou plusieurs régions et les échanges d'énergie entre elles. Le système énergétique peut être d'un point de vue technologique fortement détaillé à chaque niveau (production, transport, utilisation). L'approche technico-économique présente certains avantages par rapport à l'approche top-down qui sont couramment utilisés dans l'analyse de la demande d'énergie. Tout d'abord, les modèles économétriques utilisent l'historique des données macroéconomiques pour capturer la tendance et les effets socio-économiques, mais ils ont souvent besoin de données qui reflètent l'équilibre du marché.

Dans la mise en œuvre de ces modèles, les ressources technologies actuelles et émergentes (extraction, production, consommation) et formes d'énergie sont caractérisées de façon explicite par leurs attributs techniques et économiques (efficacité, facteur de disponibilité, coûts de construction, de fonctionnement, facteurs d'émissions, etc.). Les demandes sont fondées sur des hypothèses socio-économiques provenant de la littérature et sont exprimées de façon exogène à partir des besoins réels en unités physiques (nombre de maisons, production industrielle, véhicules-kilomètres, etc.), et non pas énergétiques (Moshiri S et al, 2012).

Il est possible d'en distinguer deux principaux types :

a. Les modèles d'optimisation

Ils visent à minimiser le coût total actualisé du système pour satisfaire les demandes finales tout en respectant les contraintes environnementales. Ils calculent donc un équilibre partiel entre l'offre et la demande énergétiques dans un marché concurrentiel parfait et

déterminent la combinaison technologique la moins coûteuse pour satisfaire la demande d'énergie finale, ainsi que le prix de chaque forme d'énergie. Les politiques sont modélisées par le biais de contraintes sur les technologies, les formes d'énergie ou les polluants atmosphériques (PRISME, 2010). La finalité de ces modèles d'optimisation est souvent d'identifier un ensemble optimal de technologies ou de moyens de production satisfaisant un objectif de demande. La méthode de résolution est une optimisation du système énergétique considéré, sous contrainte avec objectif tel que : minimisation des dépenses, maximisation des gains, minimisation des émissions. Exemple : MARKAL, TIMES (Zagamé P, 2008).

b. Les modèles de simulation

Ils mettent l'emphase sur la représentation des comportements des consommateurs (individus, industries). Ils contiennent des informations sur la compétitivité des technologies en concurrence et les choix technologiques sont déterminés en fonction des investissements. Ainsi, les parts de marché des différentes technologies ne sont pas toujours fondés sur des choix optimaux (PRISME, 2010). Les politiques sont modélisées par le biais de contraintes sur les parts de marchés et les processus de diffusion des technologies, exemple : MEDEE (Zagamé P, 2008).

2. 3. 3. Des modèles hybrides

L'approche d'hybridation des modèles consiste à récupérer le meilleur de chacun des deux modèles, tel est, au fond, l'intention qui préside à l'utilisation de deux instruments appartenant à chacune des deux familles. Dans l'exercice d'hybridation des modèles, on peut trouver plusieurs manipulations différentes (Zagamé P, 2008).

- Tout d'abord, prolonger vers le bas un modèle macro sectoriel par un modèle énergie, décrivant de façon détaillée les technologies, mais cette opération est limitée par la lourdeur de la mise en œuvre ; notons que les modèles GEM E3 (équilibre général) et NEMESIS (économétrie) possèdent un tel module.
- Pousser vers le haut un modèle bottom-up, c'est le cas par exemple de MARKAL, qui a été prolongé par un module macro économique très agrégé (un seul secteur).
- Enfin, il y a la possibilité de faire dialoguer deux modèles, ou plus, de façon décentralisée en organisant un linkage par les itérations ; il convient, dans ce cas, de définir une hiérarchie entre les variables qui sont calculées simultanément par les deux modèles.

Les modèles hybrides ont été développés pour mieux intégrer les facteurs macro-économiques dans les modèles technico-économiques. Par exemple, MARKAL-MACRO, NEMS et ISTUM (devenu CIMS) sont des modèles technologiques liés à des modules macro-économiques simples. Par ailleurs, TIMES a été étendu pour mieux tenir compte des rétroactions économiques sur le système énergétique, grâce à l'introduction d'élasticité-prix pour les services énergétiques. Enfin, LEAP (Long range Energy Alternatives Planning System), combine différentes approches de modélisation : technico-économique, simulation, macro-économique et techniques de comptabilité (PRISME, 2010).

2.4. Les modèles de perspectives énergétiques

Il existe nombreux modèles élaboré sous différentes organismes, on cite les plus reconnus entre eux :

2.4.1. MARKAL (Market Allocation)

Ce modèle développé sous l'égide de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie), est aujourd'hui utilisé par quelques 77 équipes de modélisation dans plus de 37 pays ce qui permet les échanges au sein d'une large communauté internationale d'utilisateurs (Maïzi N et al, 2007). Les modèles MARKAL permettent l'optimisation d'un coût technique, économique ou environnemental à une représentation technico-économique du système énergétique associé. Ainsi, il fournit les évolutions des principaux déterminants de ce système pour des échelles temporelles (moyen et long terme) et spatiales différentes (Maïzi N, 2012). Dans MARKAL, les secteurs énergétiques sont considérés comme des chaînes de transformations subies par des ressources primaires énergétiques dans le but de satisfaire différentes demandes finales de services. La chaîne énergétique est décrite de l'amont (production et offre énergétique) à l'aval (secteurs économiques utilisant l'énergie finale) en passant par tous les secteurs intermédiaires consommateurs ou producteurs d'énergie. Dans cette représentation, une technologie est définie comme un convertisseur de vecteurs énergétiques et est associée à chaque étape de transformation. Une nouvelle version de ce modèle nommé MARKAL/TIMES a été développé.

Au niveau de la France, le modèle MARKAL/TIMES-France est utilisé pour optimiser sur un horizon de plusieurs décennies, un coût actualisé (technique, économique ou environnemental) d'une représentation technico-économique du système énergétique français sous contrainte de satisfaction de la demande.

Le système énergétique de référence selon le modèle MARKAL est illustré dans la figure suivante :

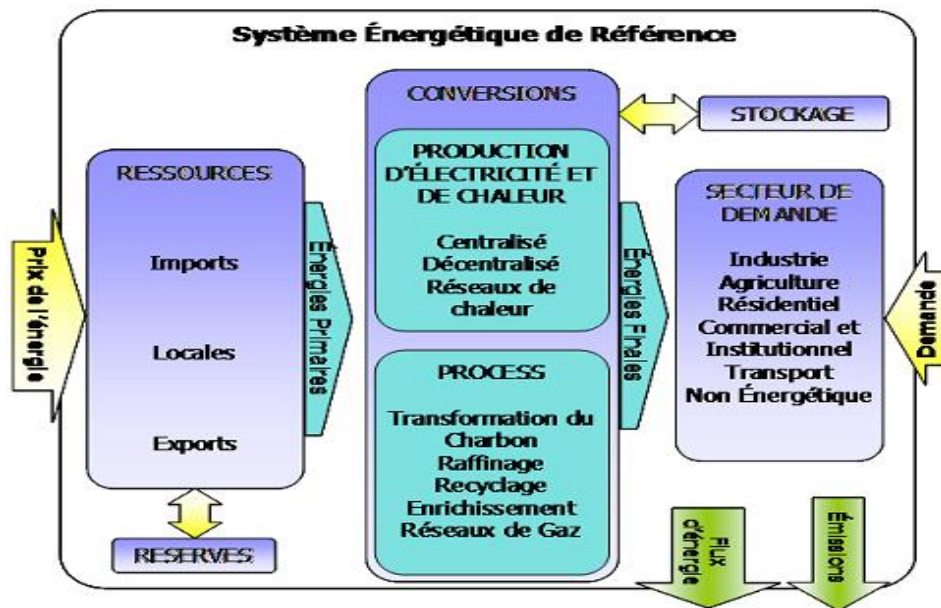


Figure 2. 2: Structure du système énergétique de référence selon MARKAL (Maïzi N, 2012).

2.4.2. MEDEE (Modèle d'Évaluation de la Demande En Énergie)

Le modèle MEDEE est un modèle technico-économique explicatif (non statistique). Il s'attache à décrire les systèmes futurs de consommation énergétique dans un univers macro-économique donné, globalement cohérent. Il combine une description physique et technologique des processus de consommation énergétique avec une approche économique des déterminants de ces consommations. Ce modèle est un modèle fortement désagrégé où la demande énergétique est appréhendée au niveau des principaux usages de l'énergie, pour chacun des grands secteurs de consommation (industrie, ménages, service, transport, autre) et les principales catégories (usage final) (AIEA, 2007).

MEDEE permet d'évaluer l'impact de la demande énergétique future résultant des évolutions technologique et des changements structurels de l'économie si ceux-ci peuvent être décrits. De même l'impact des mesures politiques peut être évalué dès lors que l'on peut les traduire en variables d'entrées technologique ou socioéconomique (Chambolle, 2007).

La figure suivante représente la structure du modèle MEDEE.

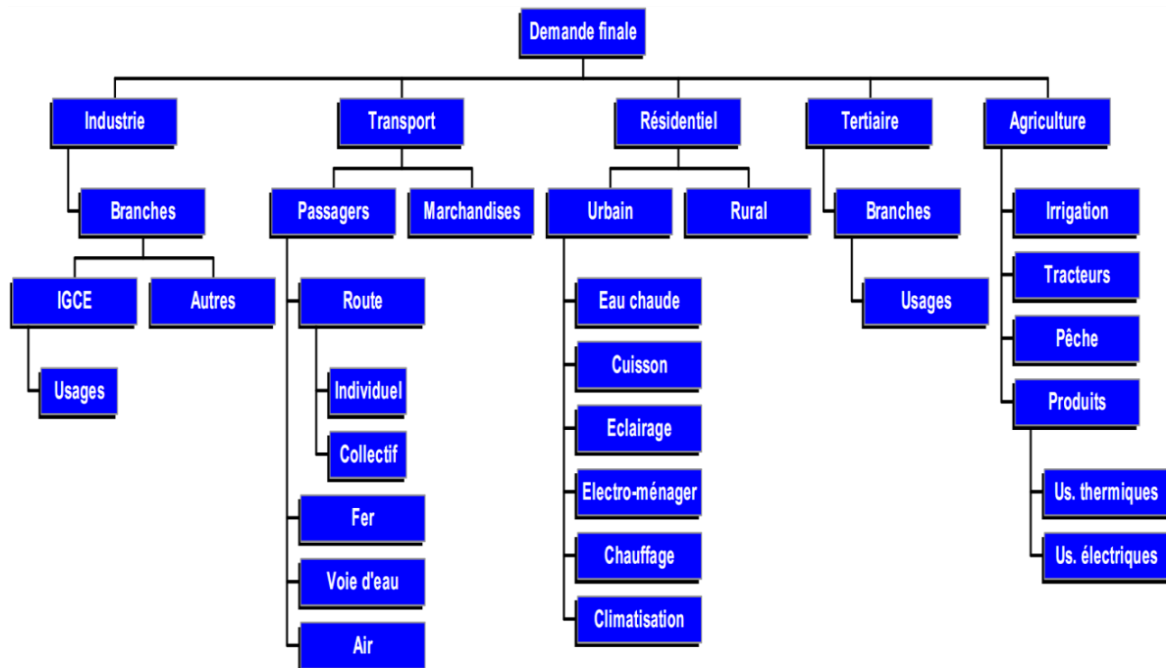


Figure 2. 3: Structure du modèle MEDEE.

2.4.3. POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems)

Le modèle POLES est un modèle de simulation du système énergétique mondial à l'horizon 2030, étendu aujourd'hui à l'horizon 2050. La dynamique est donnée, à partir du point initial puis d'année en année, par des ajustements progressifs des variables de l'offre et de demande d'une part et de prix d'autre part. Le souci est de conserver dans le modèle des technologies explicites et non génériques. Cela signifie qu'un effort de prospective technologique doit être mené afin de tenter d'identifier toutes les technologies susceptibles d'avoir un développement quantitatif important à 2050.

Le modèle est construit selon une structure hiérarchisée de modules, interconnectés au niveau national, régional et mondial. Sur le plan national, le modèle intègre les modules de consommation, d'énergies nouvelles, de conversion en électricité et de production d'énergies fossiles pour chaque région. Sur les plans régionaux ou mondiaux, il intègre les flux d'échanges énergétiques et les modules de prix internationaux, pour les trois grandes énergies faisant l'objet d'un large commerce international, pétrole, gaz naturel et charbon.

Dans sa désagrégation actuelle (46 régions), le modèle permet à la fois de distinguer les grands acteurs de la scène de l'énergie ou de la négociation climat, et de reconstituer divers schémas régionaux.

La figure ci-dessous représente la structure du modèle POLES.

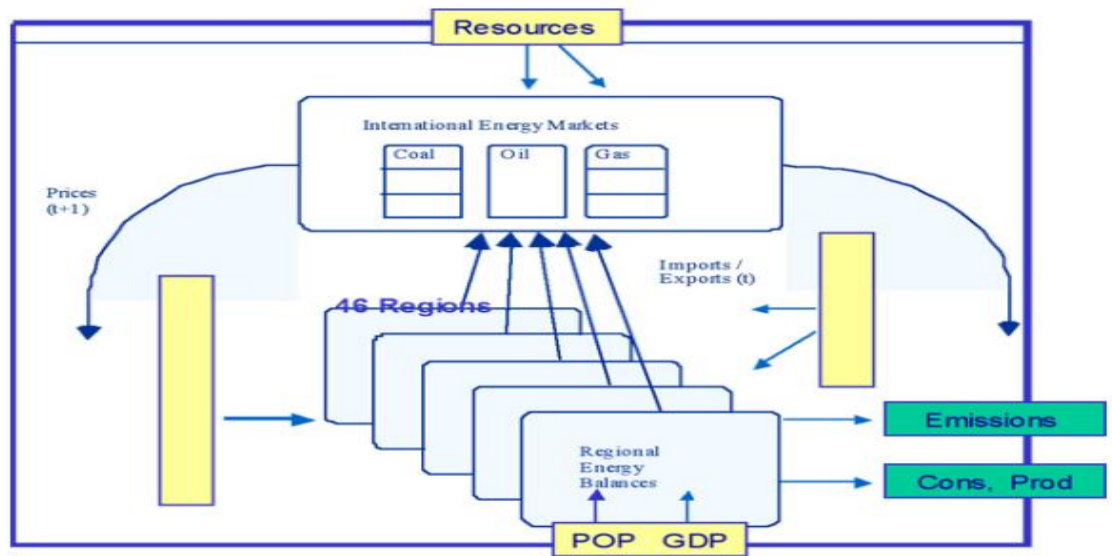


Figure 2. 4: Structure du modèle POLES (World Energy Council, 2007).

2.5. Notion des scénarios

Un scénario se compose d'un ensemble d'hypothèses logiques et cohérentes au sujet de la trajectoire future des facteurs déterminant l'évolution des systèmes énergétiques. Ils représentent donc différentes images possibles du futur, et ne constituent pas des prévisions en tant que telles. La définition de différents scénarios est nécessaire à l'analyse des systèmes énergétiques à long terme, étant donné les nombreuses incertitudes (PRISME, 2010). On distingue deux types des scénarios l'un est de référence et l'autre volontariste.

2.5.1. Le scénario tendanciel ou de référence

Un scénario de référence évalue de façon quantitative la trajectoire possible des systèmes énergétiques. Il fournit une image cohérente de l'évolution à long terme du système énergétique. Le scénario de référence se base sur un certain nombre d'hypothèses argumentées relatives au contexte démographique et économique (activité des secteurs, prix internationaux des combustibles, etc.) et sur les politiques et mesures en place concernant l'énergie et l'environnement. Il présuppose la poursuite des tendances et des changements structurels en cours (Gusbin D. et al, 2004). Le scénario de référence permet ainsi de pointer du doigt les problèmes à long terme concernant l'énergie, le transport et l'environnement et aide à identifier les actions à mettre en œuvre pour y apporter des solutions. À partir d'un ou plusieurs scénarios de référence, il est possible d'analyser une très large gamme de scénarios

avec contraintes sur les diverses composantes des systèmes énergétiques modélisés. C'est la comparaison des résultats de différents scénarios qui apporte des réponses pertinentes aux décideurs quant aux impacts des politiques à mettre en place.

2.5.2. Le scénario volontariste

Contrairement au scénario de référence le scénario volontariste propose des actions de maîtrise d'énergie en matière d'amélioration et d'efficacité sur les diverses composantes des systèmes énergétiques modélisés, telles que les investissements dans les énergies renouvelables, les normes d'efficacité énergétique, les limites sur les émissions de gaz à effet de serre, etc. Les coûts, les émissions de gaz à effet de serre, et autres variables de décisions, sont recalculés en fonction des modifications imposées sur les systèmes énergétiques de référence pour répondre aux défis énergétiques (PRISME, 2010).

2.6. Synthèse sur les scénarios

L'élaboration des scénarios pour le moyen et long terme est l'objet des plusieurs exercices de modélisation et des travaux d'analyse stratégique du secteur énergétique à travers le monde (Chambolle, 2007). Ces scénarios sont nombreux et réparties sur différentes échelles de territoires, à tel point qu'il est impossible aujourd'hui de tous les recenser. Dans ce qui suit nous présentons les plus connues entre autres :

2.6.1. Les scénarios au niveau international

a- World energy outlook (AIE),

L'Agence International de l'Energie (AIE) présente un scénario tendanciel (Business As Usual BAU) et un scénario alternatif qui analyse l'impact global des politiques environnementales, de sécurité d'approvisionnement et d'économies d'énergie que les pays considèrent actuellement. Ces scénarios ont pour objet principal d'alerter les autorités des pays membres de l'OCDE sur l'épuisement annoncé des ressources fossiles.

Bien que très réduit par rapport au scénario de référence, le niveau des émissions reste en 2030, dans le scénario alternatif, au-dessus du niveau d'aujourd'hui. Le scénario de référence donne plusieurs points de repères (Chambolle, 2007), (Alami A, 2006):

- des besoins d'énergie supérieure de 60 % en 2030 et des émissions aussi 60 % supérieures ;
- un peak-oil au-delà de 2030 et une part des énergies fossiles de 85 % du mix énergétique à cette date, dont les 2/3 sont absorbés par les pays en voie de développement ;
- l'augmentation des risques, notamment risque de sécurité d'approvisionnement et risque climatique. Les pays de l'OCDE, la Chine et l'Inde dépendent d'importations lointaines en provenance de pays instables ; en ce sens, le rapport recommande une évaluation claire et transparence des réserves de gaz et de pétrole ;
- l'explosion du commerce international va accroître la dépendance réciproque entre les pays exportateurs et les pays producteurs ;
- les investissements sont estimés à 16,000 Milliards \$, absorbés majoritairement par la production d'électricité (10,000 Milliards \$ dont la moitié dans les pays en voie de développement);
- la part des sources de production non carbonées reste minoritaire : le nucléaire progresse légèrement en valeur absolue et les énergies renouvelables passent de 2 % à 6 % du mix (éolien et biomasse).
- le rôle central de la Russie d'ici à 2030 pour la sécurité d'approvisionnement du monde, en particulier pour le gaz. Les incertitudes sont nombreuses quant au niveau des investissements, les caractéristiques des gisements, les capacités futures de production et l'efficacité énergétique du pays.
- la fourniture d'énergie aux populations les plus pauvres de la planète reste vitale mais incertaine.

b- Global energy scenario to 2050 (Conseil mondial de l'énergie)

L'élaboration de scénarios énergétiques au sein du Conseil Mondial de l'énergie trouve son origine à la fin des années 70. Le rapport Energy for Tomorrow's World en 1993 est une étape importante (Chambolle et al, 2007). Trois scénarios sont présentés, enrichis de tendances à 2100. Le rapport présente :

- un scénario A (High Growth) promoteur d'une forte croissance où la consommation augmente conjointement avec des améliorations importantes de l'efficacité énergétique ;
- un scénario B (Référence) de type tendanciel ;

- un scénario C (Ecologically Driven) où les politiques avec les autres acteurs sociaux et économiques réussissent à promouvoir l'efficacité énergétique, l'innovation technologique des énergies non fossiles, la réduction des barrières institutionnelles et la baisse des émissions polluantes.

Depuis 1993, le Conseil mondial de l'énergie a créé plusieurs variantes, en collaboration avec l'IIASA (International Institut of Applied Systems Analysis) :

- scénario A1 : utilisation massive du pétrole et du gaz,
- scénario A2 : utilisation intensive du charbon,
- scénario A3 : accent mis sur le gaz naturel, les énergies renouvelables et le nucléaire pour lutter contre les niveaux d'émissions,
- scénario B : référence,
- scénario C1 : accent mis sur l'efficacité énergétique, les renouvelables (solaire pour le long terme) et nucléaire,
- scénario C2 : expansion du nucléaire.

Les nouveaux scénarios du Conseil mondial de l'énergie qui succèdent à la version de 1998 paraîtront en novembre 2007 lors de la conférence de Rome (11 au 15/11). Ce travail doit rendre compte de la problématique globale du système énergétique et des approches locales. La méthode d'élaboration de type "bottom up" part de la description d'"histoires" régionales sur les avenir possibles.

Deux débats ont marqué le début de l'exercice :

- le lien entre croissance économique et énergie (la croissance peut-elle être bridée ?),
- le pic pétrolier.

Il a été demandé aux différents pays/régions participant à l'exercice de structurer leur réflexion par rapport à quatre horizons de temps 2005, 2020, 2035 et 2050, selon les deux axes suivants :

- degré d'engagement des états ou des pouvoirs publics,
- coopération entre états, entreprises et intégration des marchés.

b- Le scénario SHELL (Scénarios énergétiques Shell à l'horizon 2050)

Pour un tel défi en ce qui concerne l'avenir des ressources énergétiques et de la planète et d'aider à réfléchir sur l'avenir des ressources énergétiques mondial, le groupe Shell (Bentham J B, 2008) a établi deux scénarios décrivant chacun une évolution possible de la situation énergétique mondiale élaboré comme suit :

- **Scénario énergétique Scramble (Bousculade) :** Dans ce scénario les décideurs font peu de cas d'une utilisation plus efficace de l'énergie jusqu'à ce que les approvisionnements se resserrent. De même, les émissions des gaz à effet de serre ne sont pas sérieusement prises en compte tant qu'il n'y a pas de grands bouleversements climatiques. Un parcours en trois phases se dessine. Dans un premier temps, les pays répondent aux signes apparents d'une réduction de l'offre en se tournant vers le charbon, les hydrocarbures plus lourds et les biocarburants ; puis lorsqu'il n'est plus possible de maintenir la croissance du secteur du charbon, du pétrole et du gaz, il se produit une crise générale de l'offre et, finalement, les gouvernements réagissent en prenant des mesures draconiennes, telles que des augmentations fortes et brutales des prix intérieurs ou des restrictions sévères sur la mobilité des gens, accompagnées d'interruptions des chaînes de valeurs et d'importants bouleversements économiques.
- **Scénario énergétique Blueprints (Plans directeurs) :** Ce scénario attaque de plus en plus aux niveaux locaux au développement économique, la sécurité énergétique et la pollution de l'environnement. Un prix est appliqué à une masse critique d'émissions, ce qui stimule le développement des technologies d'énergie propre, comme le captage et stockage du dioxyde de carbone, et des mesures favorisant l'efficacité énergétique. Il en résulte une diminution considérable des émissions de dioxyde de carbone.

Ces deux scénarios permettent d'atteindre les objectifs de fournir de l'énergie de manière responsable et à servir les clients et investisseurs de la façon la plus efficace possible. Ces deux objectifs en été testé dans une stratégie face à une série d'évolutions possibles à long terme.

2.6.2. Les scénarios au niveau européen

L'examen rétrospectif des travaux sur les scénarios énergétiques menés par la Commission européenne montre plusieurs types d'exercices :

a- European energy and transport trends to 2030 (DG TREN)

Le rapport analyse les sujets clés et les perspectives énergétiques, du transport et de la pollution par le CO₂. Les résultats s'appuient sur une analyse quantitative utilisant des modèles issus de plusieurs organisations (POLES, PRIMES...). L'exercice part de la définition d'hypothèses macro-économiques (contexte international et place de l'Europe) et relatives au secteur de l'énergie (prix, part des différentes sources, des consommations et des émissions). L'étude élabore ensuite un scénario de référence susceptible ultérieurement de servir de base à l'analyse de scénarios particuliers pour évaluer l'effet de mesures de politiques énergétiques.

b- Énergie, technologie et politique climatique, WETO (DG Research),

Ce rapport World Energy, Technology and climate policy Outlook, en 2003, compare un scénario de référence à paramètres constants et un scénario de réduction du carbone afin de montrer l'impact que pourraient avoir les politiques liées au changement climatique.

- Dans le scénario de référence, les tendances économiques actuelles, les changements technologiques et structurels de l'économie mondiale se poursuivent dans la même ligne qu'aujourd'hui. Les objectifs politiques spécifiques de la politique énergétique et environnementale et les mesures mises en œuvre après 2000 ne sont pas prises en compte (par ex. les objectifs de réduction de CO₂ du Protocole de Kyoto, l'élimination progressive de l'énergie nucléaire dans certains pays, et les objectifs d'augmentation de la part des énergies renouvelables).

Les résultats montrent que la demande énergétique mondiale augmentera de 1,9 % par an entre 2000 et 2030. La demande des pays en voie de développement augmentera rapidement (part de 50 % en 2030 contre 40 % aujourd'hui). Pétrole, charbon et gaz représenteront 90 % de l'approvisionnement énergétique total en 2030. Dans l'UE, les renouvelables et le nucléaire représenteront moins de 20 % de l'approvisionnement.

- scénario de réduction de carbone : les engagements pris par les différentes régions pour réduire les émissions de CO₂ à moyen terme sont pris en compte, mais certaines régions ne sont pas incluses, ni les renforcements pour l'après Kyoto. Les hypothèses tiennent compte de la mise en œuvre des politiques de développement durable dans un grand nombre de secteurs économiques. La valeur carbone appliquée à l'utilisation de combustibles fossiles est fixée pour l'UE au double de celle des autres régions.

Les résultats montrent 11 % de diminution de la consommation mondiale d'énergie par rapport au scénario de référence (1,3 % croissance de la demande). La part des principales sources d'énergie serait fortement affectée : charbon (- 42 %), pétrole (-8 %), gaz (inchangé), nucléaire (+36 %), énergies renouvelables (+35 %). Les émissions mondiales baisseraient de 21 % mais resteraient plus élevées en 2030 qu'en 1990 (en Europe -15 % par rapport à 1990).

2.6.2.1. Les scénarios au niveau français

Plusieurs exercices de modélisation ont élaboré pour la France des scénarios ou projections de mix énergétiques sous l'objectif du facteur 4 qui cherche à diviser par 4 les émissions de gaz à effet de serre (GES), on peut citer entre autres :

a- Le plan Alter, publié en 1978, est probablement le premier scénario de transition énergétique ambitieux en France, il ne parle ni de transition énergétique, ni de « 100% renouvelable », ni de gaz à effet de serre. Ce scénario a pour objectif de remplacer à terme l'énergie nucléaire par des énergies alternatives (en particulier le solaire) (Legrand et al, 2012).

b- Le scénario Négawatt

Le scénario négaWatt 2003, est un scénario énergétique ambitieux. Il aboutissait à une division par un peu plus de 3 des gaz à effet de serre en 2050 par rapport à 2000, une sortie du nucléaire vers 2040, une réduction des consommations d'énergie primaire de 54% en appliquant le triptyque « sobriété, efficacité énergétique et énergies renouvelables », et une couverture de la consommation par les énergies renouvelables de 64%, avec un recours à la biomasse comme première source d'énergie renouvelable (ICDR, 2014).

c- Le scénario Négawatt 2006, en décembre 2005

L'association Négawatt présente son scénario actualisé, appelé « scénario Négawatt 2006 ». Ce scénario est une actualisation du scénario 2003. Il aboutit à une réduction des consommations d'énergie primaire de 64%, un taux de couverture par les énergies renouvelables de 71% et une réduction des émissions de CO₂ en 2050 de 4,2 par rapport à 2000 (ICDR, 2014).

d- le Scénario NégaTep, en 2007

Ce scénario est apparu un nouvel exercice issu d'une association d'acteurs et de retraités du secteur nucléaire, Sauvons le climat. En réaction au scénario NégaWatt, ils ont proposé un « scénario Négatep ». Le « néga » est présent, indiquant que là encore l'effort de maîtrise des consommations d'énergie est prioritaire (la consommation d'énergie finale par habitant baisse d'1/3 dans le scénario NégaWatt 2006, et de 25% dans le scénario Négatep). Le recours à la biomasse est importante, mais moins que dans le scénario NégaWatt ; en revanche, une forte part de la biomasse mobilisée est constitué de biocarburants – avec, de l'aveu même des auteurs, une nécessité de faire appel aux biocarburants de 2e génération, en rupture technologique avec les techniques actuelles. L'écart entre NégaWatt et Négatep est du coup compensé par un recours massif à l'électricité, dans les transports (véhicules électrique) et la chaleur (chauffage électrique) ; il s'apparente donc à un scénario « tout électrique ». La consommation d'électricité, qui décroît légèrement dans le scénario NégaWatt, augmente dans le scénario NégaTep plus encore que le tendanciel. Le scénario NégaTep, intitulé « Diviser par 4 nos rejets », aboutit en fait à un facteur 3 en émissions de CO₂ (Legrand et al, 2012).

e- Le scénario NégaWatt 2011,

Enfin, en septembre 2011 est sorti le dernier scénario 2011 « **100% NégaWatt** » de l'association NégaWatt. Ce scénario, beaucoup plus ambitieux que les deux premiers, est en fait la première tentative pour décrire un scénario « 100% renouvelable » en France en 2050. Il aboutit à des gains par personne en énergie finale de 60%, et une couverture de la consommation par les énergies renouvelables de plus de 90%, soit un facteur 16 environ en termes d'émissions de CO₂. Ce scénario montre également qu'un équilibre entre l'offre et la demande d'électricité est envisageable sans rupture technologique, avec une très forte part d'énergie renouvelable – celles-ci étant variables et prévisibles, et non plus intermittentes et aléatoires comme il a été trop souvent affirmé (ICDR, 2014).

f- Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050

Un rapport Syrota a été publié en 2007, dont un scénario énergétique pour la France à l'horizon 2020-2050 a été élaboré. Ce travail a été réalisé suite à la demande en 2006 du Premier ministre Dominique de Villepin au Centre d'Analyse Stratégique (CAS) de « dégager les principales orientations opérationnelles et préconisations de politique publique en

matière de maîtrise de la demande énergétique, de transports et d'aménagement, d'offre d'énergies et de régulation du marché énergétique ». La commission de l'énergie a conclu, après un an et demi de travaux, qu'il était difficile de dépasser le facteur 2,5 en 2050, et que le facteur 4 demanderait de gros efforts (Legrand et al, 2012).

g- Le scénario DGEMP Objectif Facteur 4

Le soutien à un objectif international d'une division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici 2050, nécessite une division par 4 ou 5 des émissions pour les pays développés. Pour y parvenir, un objectif de division par quatre de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050 a été fixé, qui a été inscrit dans le Plan climat du Gouvernement en 2005. Un groupe de travail interministériel, a réfléchi aux incidences socio-économiques d'un tel engagement. Les conclusions de ce groupe de travail, peuvent être opportunément utilisées pour construire le (ou les) scénario énergétique souhaitable pour l'avenir (Chambolle et al, 2007).

2.6.2.2. Scénario énergétique pour la Belgique à l'horizon 2030

Publié en 2004, par le Bureau Fédéral du Plan (BFP) (Gusbin D et al. 2004). Cette publication est la deuxième sur le thème des perspectives énergétiques de long terme pour la Belgique réalisée par le BFP. Une première est intitulée "Perspectives énergétiques 2000-2020 : scénarios exploratoires pour la Belgique" en janvier 2001 (Courcelle et al, 2001). L'étude s'articule autour d'un scénario de référence qui fournit une image cohérente de l'évolution à long terme du système énergétique belge. Ce scénario de référence se base, dans une très large mesure, sur l'étude de la commission européenne "European Energy and Transport – Trends to 2030". Ainsi, plusieurs scénarios alternatifs ont été élaborés et évalués par rapport au scénario de référence. (Scénario "Energies renouvelables et cogénération", Scénario "Retour à l'énergie nucléaire" et Scénario "Rééquilibrage intermodal dans les transports"). Ces projections reposent sur une analyse quantitative utilisant le modèle PRIMES, Sa conception a été influencée par les modèles énergétiques de la génération antérieure (EFOM, MIDAS, MEDEE), qui fournit une approche intégrée de l'offre et de la demande d'énergie au niveau national. D'autres études plus récentes de la même nature dans un contexte de changement climatique sont publiées en 2007 (Devogelaer et al, 2007) et en 2015 (Devogelaer et al, 2015).

2.6.3. Les scénarios énergétiques au niveau du Maghreb

2.6.3.1. Tunisie (Etude Stratégique du Mix Energétique pour la Production d'Electricité en Tunisie, Wuppertal/Tunis, publié en 2012)

Une étude portant sur le mix énergétique pour la production d'électricité en Tunisie sur la période 2009-2030 a été effectuée par Wuppertal et publié en 2012 (Wuppertal, 2012). Elle a été proposée par l'ANME (Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie) et supportée financièrement par la GIZ (GmbH Internationale Zusammenarbeit). L'étude est menée par le consortium constitué de l'Institut Wuppertal et d'Alcor et elle comporte les cinq parties suivantes:

- Analyse du développement du marché énergétique régional et international
- Analyse de la demande électrique tunisienne
- Analyse des différentes technologies de production d'électricité
- Analyse du secteur électrique tunisien

Pour un travail de modélisation et d'analyse de scénarios, l'étude porte sur un modèle basé sur le modèle énergétique DEESY développé par l'Institut Wuppertal. Ou Cinq scénarios sont proposés, à savoir :

- un scénario renouvelable
- un scénario marqué par le charbon (à partir de 2020)
- un scénario marqué par le charbon et les énergies renouvelables
- un scénario nucléaire (à partir de 2025)
- un scénario de référence (Business As Usual, BAU)

Ces scénarios ont été définis puis introduits dans le modèle du mix énergétique tunisien qui prend en compte de nombreux critères technico-économiques, les impacts environnementaux, les orientations stratégiques, les effets socio-économiques ainsi les risques économique, technique et technologique.

Chacun des cinq scénarios est exposé au défi de couvrir la demande électrique tunisienne qui va pratiquement tripler d'ici 2030. Pour la prévision de la demande électrique aux différents horizons sont présenté sur la figure. Selon trois scénarios d'intensité électrique (un scénario pessimiste, un scénario tendanciel d'efficacité énergétique et un scénario volontariste d'efficacité énergétique).

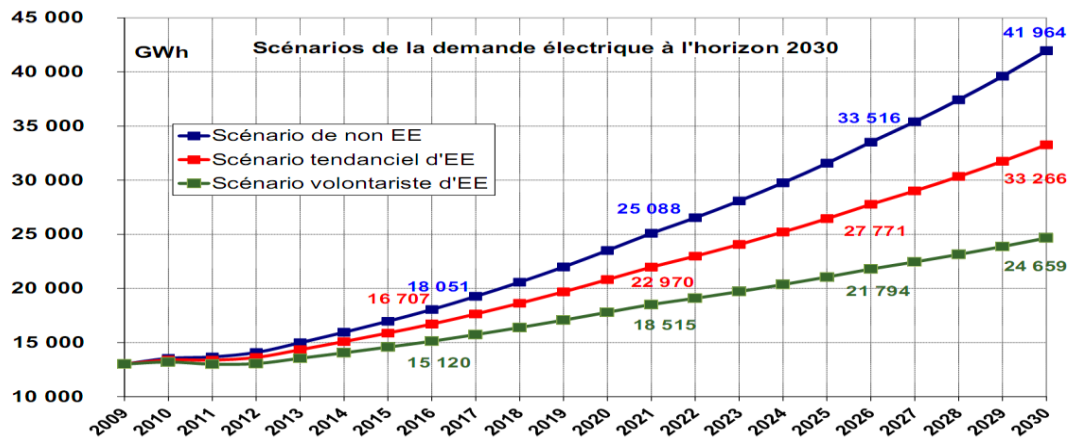


Figure 2. 5: Scénarios de la demande électrique à l'horizon 2030 (Wuppertal, 2012).

2.6.3.2. Maroc (Maroc 2030)

Dans le cadre d'une approche rénovée de la planification du développement économique et social du Maroc, le Haut Commissariat au Plan conduit une réflexion prospective vise à explorer des futurs possibles du pays. A cet effet une étude « Energie 2030 : quelles options pour le Maroc ? » a été réalisé, dont trois scénarios ont été élaborés (Alami A, 2006):

- **Scénario de référence ou tendanciel :** Avec une croissance tendancielle de l'ordre de 4 %, de la poursuite de la globalisation économique et d'un prix futur élevé de l'énergie La demande totale d'énergie associée à ce scénario est de l'ordre de 48 Mtep en 2030, soit un accroissement annuel moyen de 5.6 %. Deux piliers du développement durable sont alors affectés : le social, par l'impact des prix de l'énergie sur la population vulnérable, et l'environnement, par la pollution générée par la consommation des hydrocarbures.
- **Scénario alternatif S2, « volontarisme énergétique » :** quant à lui, est conçu sur la base d'une logique de croissance économique forte dépassant 5 % et d'une amélioration des indicateurs de développement humain pour les porter au niveau des standards des pays avancés. La consommation d'énergie atteindrait le niveau de 84.3 Mtep, multipliant par 7 la consommation de 2005. Ce scénario fait le recours à l'énergie nucléaire pour soutenir la croissance énergétique et économique tendancielle.
- **Scénario S3, « régionalisme ouvert » :** repose sur une redéfinition positive et stimulante des relations dans le méditerranée occidentale avec une idée de co-développement qui incorpore un aménagement commun d'une nouvelle géographie

économique de l'ensemble régional. Avec une croissance économique accélérée le PIB croîtrait à un taux dépassant celui du scénario précédent (soit 6 %) et avec une croissance annuelle de la consommation d'énergie primaire de l'ordre de 9 %, portant la consommation en 2030 à 106 Mtep. L'option de l'énergie nucléaire du scénario S2 serait, également, envisageable dans ce scénario.

Ces trois scénarios confirment que les marges de manœuvre pour les politiques énergétiques marocaines restent très ouvertes à un horizon de vingt-cinq ans et la demande d'énergie peut varier du simple au plus que le double.

2.6.3.3. Les scénarios au niveau Algérien

a- MEDPRO (MEDiterranean PROspects)

Perspectives méditerranéennes (MEDPRO) est un consortium de 17 institutions de grande réputation de toute la Méditerranée financé dans le cadre du 7^{ème} programme-cadre et coordonné par le CEPS (Centre for European Policy Studies) à Bruxelles. À la base, explorer les défis principaux MEDPRO auxquels sont confrontés les pays de la région du sud de la méditerranée dans les décennies à venir. Le MEDPRO présente une analyse prospective, en s'appuyant sur des scénarios pour l'intégration régionale et la coopération avec l'union européenne jusqu'à 2030 et sur diverses études d'impact. Ces études ont pour but de fournir une MEDPRO saines assises scientifiques pour les futures décisions de politique à la fois au niveau national et à celui de l'UE. Deux rapport ont été publiés en 2012, dont le but est d'élaborer le scénario de référence d'énergie MEDPRO pour l'approvisionnement et la demande en pétrole et en gaz jusqu'à 2030 (Hafner M et al, 2012a), et l'approvisionnement et la demande en énergie électrique jusqu'à 2030 (Hafner M et al, 2012b), pour les pays de la Méditerranée méridionale et orientale (Algérie, Égypte, Libye, Tunisie, de Turquie et d'autres pays de la Méditerranée du sud-est). Le rapport donne une évaluation:

- les réserves de pétrole et de gaz par pays;
- la production de pétrole et de gaz, la demande intérieure et l'exportation des scénarios par pays.
- l'infrastructure existante et prévue pour les exportations de pétrole et de gaz.

Enfin, le rapport présente quelques réflexions sur le rôle futur de la Méditerranée en tant que région de transit du pétrole et du gaz. Le scénario de référence d'énergie MEDPRO

développé pour ce rapport est fondé sur une évaluation critique du processus continu et engagé des projets énergétiques et les plans officiels, les cibles et les objectifs officiellement annoncé par le pays à l'étude, ainsi qu'une estimation de la capacité de production fondée sur des capacités d'investissement et potentiel de réserve. Le scénario de référence du MEDPRO utilise donc une approche "bottom up" et une ventilation par sous-secteur et source d'énergie où les données proviennent principalement des sources nationales (ministères gouvernementaux, les services publics de l'énergie et d'autres agences de l'énergie) et les organisations internationales telles que UNEP Plan Bleu, avec le qu'elle l'équipe MEDPRO a étroitement coordonné pour élaborer ce scénario de référence.

Les résultats du scénario MEDPRO pour l'Algérie sont résumés dans les tableaux suivants :

Tableau 2. 1: Scénario de référence pour le de gaz naturel à l'horizon 2030 selon MEDPRO.

En milliards m ³	2009	2015	2020	2025	2030
Production	81.4	102.3	124.3	143	160.6
Exportation	-52.8	-64.9	-80.3	-89.1	-96.8
Demande	28.6	37.4	45.1	53.9	63.8

Tableau 2. 2: Scénario de référence pour le pétrole à l'horizon 2030 selon MEDPRO.

En Mtep	2009	2015	2020	2025	2030
Production	97.4	105.2	108.1	100.2	92.6
Exportation	-85.0	- 90.0	-91.0	-81.0	-71.0
Demande	12.4	15.2	17.1	19.2	21.6

Tableau 2. 3 : Scénario de référence pour la production d'énergie électrique à l'horizon 2030 selon MEDPRO.

	2009	2015	2020	2025	2030
Production d'énergie électrique en TWh	42.8	51	71	91	113
Capacité installé en GW	11.35	13.51	19.08	24.8	30.97

Selon le scénario de MEDPRO le mix électrique Algérien sera dominé par le gaz naturel et les énergies renouvelables (hors hydroélectrique) avec 72% 26% respectivement, la part de pétrole et de l'énergie hydroélectrique reste marginale est représentée que 2%.

b- SNAT (Schéma National d'Aménagement du Territoire)

Il est l'acte par lequel l'état affiche sa politique d'aménagement du territoire qu'il entend mener pour les 20 ans à venir. L'élaboration du Schéma National d'Aménagement du Territoire -SNAT- est un enjeu national. Depuis l'année 2000, Loi n 10-02 du 16 Rajab 1431 correspondant au 29 juin 2010 portant approbation du Schéma National d'Aménagement du Territoire. Le SNAT montre comment l'Etat compte assurer, dans un cadre de développement durable, le triple équilibre de l'équité sociale, de l'efficacité économique et de la soutenabilité écologique, à l'échelle du pays tout entier pour les vingt années à venir. Il est, de ce fait, un instrument qui traduit et met en forme les orientations stratégiques d'aménagement durable du territoire. Le SNAT est l'aboutissement d'un long processus de maturation marqué par plusieurs étapes élaborées conformément à ses objectifs (SNAT, 2010).

b.1. Les objectifs du Schéma National d'Aménagement du Territoire

Ils découlent des obligations de l'état définies notamment par la loi n° 01-20 du 12 décembre 2001 relative à l'aménagement et au développement durable du territoire. L'état doit assurer la compensation des handicaps, la correction des inégalités des conditions de vie, le soutien aux activités économiques selon leur localisation, la maîtrise et l'organisation de la croissance des villes et la correction des déséquilibres territoriaux. L'objectif de la démarche de prospective territoriale, menée par l'état et élaborée dans le SNAT, est de déterminer les futurs possibles du territoire national en identifiant les principales tendances à l'œuvre, les émergences possibles ainsi que différentes réponses aux enjeux et défis. Quatre scénarios prospectifs ont été définis :

- Le scénario 1 « d'équilibre volontariste » dans la lignée d'un étatsisme fort.
- Le scénario 2 de « dynamiques de l'équilibre » qui met en avant de nouvelles relations entre le littoral et l'intérieur.
- Le scénario 3 de « territoire compétitif » qui met en lumière une organisation spatiale des forces du marché.

- Le scénario 4 de «territoire dispersé » qui montre les effets déstructurant d'un territoire non organisé.

Deux autres scénarios d'équilibres ont été élaborés :

- Le scénario de « dynamiques de l'équilibre » a été retenu tout en soulignant la nécessité d'y intégrer les éléments nécessaires de compétitivité et d'attractivité relevant du scénario 3.
- Le scénario acceptable : équilibre territorial et compétitivité

b.2. L'énergie : un enjeu majeur pour le futur

Les hydrocarbures ont joué un rôle prépondérant dans la dynamique du développement territorial. Mais l'épuisement à terme des réserves conduit à anticiper une rupture dans la couverture des besoins nationaux, à l'horizon du SNAT. Pour cela, l'identification de nouveaux gisements d'énergie est un corollaire à toute politique de rationalisation de la demande, d'exploration des sous-sols et d'accroissement des ressources financières issues des hydrocarbures. Le domaine minier algérien vaste et insuffisamment exploré, est loin d'avoir livré son plein potentiel. En anticipant sur l'épuisement des réserves, qui est un phénomène naturel et inévitable, dans tous les pays producteurs d'hydrocarbures, notamment l'Algérie, il s'agit aujourd'hui d'intensifier les efforts de diversification de l'économie et du développement des énergies nouvelles renouvelables. L'objectif est d'atteindre 10% d'énergie renouvelable en 2030 (SNAT, 2010).

Si dans les vingt ans à venir, les perspectives de configuration de l'appareil énergétique national restent encore à finaliser, celles de 2015 ont été effectuées et approuvées par le COPEG (Comité de Programmation des investissements dans les secteurs de l'Electricité et de la distribution du Gaz par canalisation) : Irriguer et sécuriser le territoire national, pour les vingt prochaines années en réseau énergétique : électricité, gaz par la réalisation de deux dorsales. Un double défi dans la stratégie de développement des énergies nouvelles et renouvelables :

- Allonger au maximum la durée de vie des énergies fossiles par le développement de nouveaux espaces producteurs d'hydrocarbures telles que la nouvelle province gazière, du Sud Ouest qui nécessitera l'édification d'infrastructures d'évacuation des flux produits, dont les tracés sont en phase d'étude :

- Le Gazoduc de la Rocade Est-Ouest (GREO) sur 509 km, à travers la rocade des Hauts Plateaux, permettra d'alimenter en gaz les nouvelles localités de cette région et sécuriser l'alimentation des villes déjà raccordées. Ce gazoduc permettra aussi la création de nouveaux pôles industriels dans cette partie du pays.
- Le projet de gazoduc Medgaz, selon le tracé Hassi R'Mel-Béni Saf et ses antennes Sougueur-Arzew et Sougueur-Hadjret Ennous (Tipaza).
- Le projet de gazoduc Galsi (Gazoduc Sardaigne Italie) reliant Hassi R'Mel-Ain Djasser (Batna)- Koudiet Draouch (El Tarf) et l'antenne Ain Djasser- Skikda, qui est en voie de lancement.
- Anticiper et relayer la raréfaction des sources conventionnelles par les sources d'énergies nouvelles et renouvelables, à l'horizon 2030 dans le cadre d'un schéma directeur propre.

Les prévisions de la demande pour les deux scénarios d'évolution de la consommation en énergie électrique sur vingt ans (tableau 2.4)

Tableau 2. 4: Prévision de la demande en Electricité pour les vingt ans à venir.

Réseau interconnecté		Réalisé 2008	2009	2010	2015	2020	2025
Scénario moyen	Energie électrique (GWh)	39.99	42.05	45.34	66.98	84.56	114.36
	Puissance (MW)	6,925	7,552	8,054	11,432	14,520	19,590
Scénario Fort	Energie électrique (GWh)	39.99	43.46	47.59	76.89	101.03	141.50
	Puissance (MW)	6,925	7,774	8,460	13,097	17,410	24,410

Selon ces deux scénarios, pour les vingt ans à venir la longueur des lignes de réseau de transport et la puissance totale des postes atteindront respectivement 19,347 km et 30,820 MW. Pour le gaz naturel, les prévisions de consommations globales horaires par type de client sur vingt ans sont données par le tableau 2.5.

Tableau 2. 5: Prévision de la demande en Gaz pour les vingt ans à venir.

Gaz naturel (m ³ /h)	2010	2015	2020	2025
Distribution publique	2,321,799	3,333,200	4,500,672	6,022,915
Clientèle Industrielle	1,082,920	2,144,623	2,330,111	2,579,848
Centrales Electriques	2,728,523	3,796,882	5,304,550	7,316,217
Total	6,133,242	9,274,705	12,135,333	15,918,980

Nécessité de mettre en œuvre une politique durable, de longue haleine et basée sur deux axes :

-Un Programme National de promotion des énergies nouvelles et renouvelables : solaire, éolienne, géothermie, nucléaire civil, hydrogène.

-Changer les comportements à travers la politique de maîtrise et d'efficacité énergétique. Initier des Plans Climats Territoriaux Intégrés (PCTI) au niveau des collectivités locales pour proposer à l'échelle du territoire un plan d'action visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à mieux s'adapter aux impacts du changement climatique.

b.3. Le nombre de population a l'horizon 2030

L'évolution du nombre de population et de logement pour les vingt prochaines années ne représentent pas des objectifs à atteindre mais illustrent le sens et l'ampleur des évolutions nécessaires pour le rééquilibrage du territoire. Il s'agit d'ordres de grandeur, présentés selon deux hypothèses à l'horizon 2030 : est effectuée selon deux hypothèses : une hypothèse selon « le croît naturel » jusqu'en 2030 et une hypothèse « redéploiement » basé des dynamiques du rééquilibrage territorial. Le tableau suivant représente l'évolution de ces deux paramètres à l'horizon 2030 (RGPH, 2008) :

Tableau 2. 6: Evolution du nombre de population et de logement à l'horizon 2030.

Espaces	Populations en millions			Parc logements en millions		
	RGPH 2008	2030		RGPH 2008	2030	
		Projection selon le croît naturel	Redéploiement		Projection selon le croît naturel	Redéploiement
Nord	21.5	28	25.5	4.35	5.6	5.1
Hauts-Plateaux	9.3	12.6	14.6	1.75	2.52	2.92
Sud	3.3	4.6	5.1	0.65	0.92	1.02
National	34.1	45.2	45.2	6.75	9.04	9.04

La projection de la population à l'horizon 2030, est d'une importance capitale pour la planification territoriale, car elle alimente la détermination des besoins futurs d'emplois, de logements, d'énergie, etc. Dans ce cadre, on a observé un paramètre nouveau lié au changement économique et social de la société algérienne depuis les années 2000 ; ce changement a trait à la croissance de la nuptialité contrastant avec les années d'avant 2000. Ce phénomène a été constaté par le RGPH 2008 : Il faut s'attendre, de ce fait, à un emballement de la natalité et que la population en 2030 serait plus proche de 50 millions d'habitants que de 45.6 millions d'habitants retenus. Cette observation a été prise en considération dans notre étude.

2.7. Modélisation énergétique pour l'Algérie à l'horizon 2040

2.7.1. Démarche et objectif de modélisation

Quelque soit la méthode de modélisation, il est important d'examiner les éléments du processus de travail qui entourent la modélisation et la simulation :

- La définition ou la fixation de l'objectif de modélisation visé.
- description des hypothèses de référence : caractéristiques macroéconomiques, population, PIB et de système énergétique.
- L'analyse rétrospective et la collecte des données nécessaire pour la modélisation.

L'étude consiste à élaborer un scénario énergétique de référence pour l'Algérie, où l'objectif visé est d'explorer la demande énergétique à l'horizon 2040 basée sur la tendance actuelle. La figure suivante résume les principales étapes de modalisation.

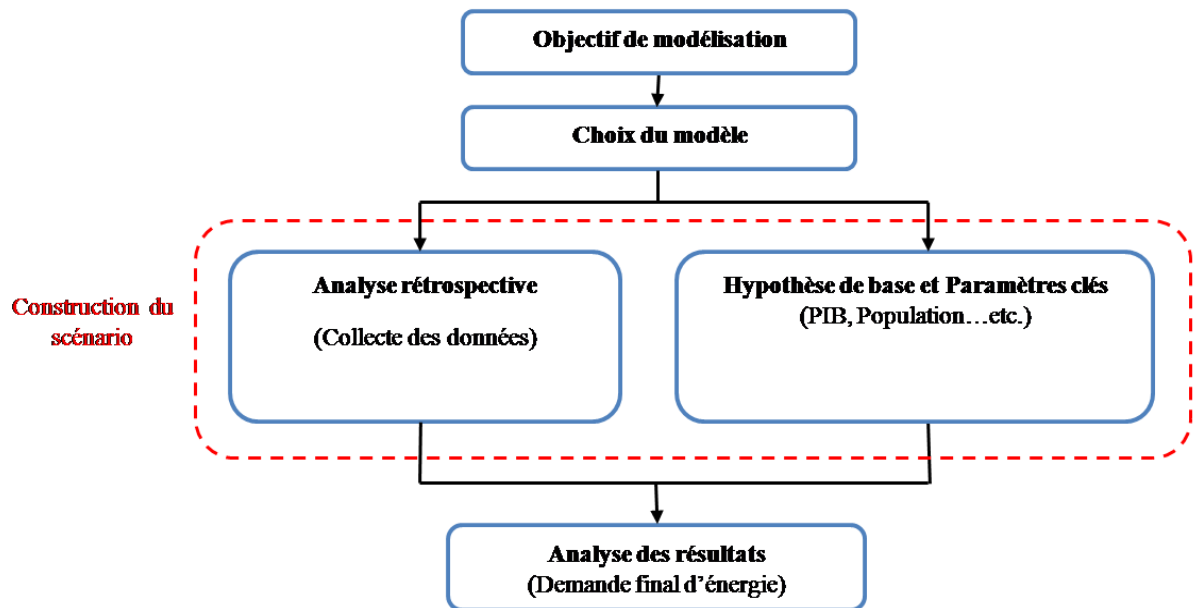


Figure 2. 6 : Démarche de modélisation.

2.7.2. Description du modèle autonome

Quand on recourt à la modélisation pour l'analyse énergétique, la question du choix du modèle est parmi les plus délicates ; ils sont nombreux et on se retrouve facilement désorienté par la grande dispersion (qui peut atteindre plusieurs ordres de grandeurs) des résultats numériques auxquels ils conduisent. Les débats concernant cette disparité ont parfois conduit à une méfiance à l'égard des modèles. En dehors de ceux naturellement induits par des scénarios et des hypothèses numériques différentes, ces écarts constituent au contraire des différences de point de vue à mettre à profit. Chaque modèle propose en effet une réponse formelle à la question (très large) des relations et implications pertinentes dans le système énergétique (Assoumou, 2006). Pour notre cas d'étude, nous adaptons le modèle autonome (Talbi B., 2011) pour faire la projection de la demande énergétique en Algérie à l'horizon 2040. Ce type des modèles mettent en œuvre une relation entre la grandeur étudiée et le temps qui est la seule variable explicative de l'évolution. La formulation la plus courante est la suivante (Talbi B., 2011):

$$E_t = E_0 (1 + \alpha)^t \quad (1)$$

Où E_t : représente la consommation observée de l'année t ,

E_0 : la consommation calculée de l'année origine $t = 0$,

α : le taux d'accroissement moyen annuel constaté sur la période étudiée,

t : le temps exprimé à l'année t par rapport à l'année origine $t = 0$.

Le passage en logarithmes décimaux permet une représentation graphique qui substitue la droite à l'exponentielle

$$\log_{10} E_t = \log_{10} E_0 + t \log_{10}(1 + \alpha) \quad (2)$$

que l'on exprimera :

$$\log_{10} E_t = a + b t \quad (3)$$

avec : $a = \log_{10} E_0$; $b = \log_{10}(1 + \alpha)$

On part de la forme générique $\log E = a + b t$ que l'on a rendue au préalable aléatoire en lui ajoutant un résidu ε . L'équation devient alors :

$$E_t = a + b t + \varepsilon_t \quad (4)$$

Dans ce modèle, a et b peuvent être estimés par la méthode des moindres carrés. On cherche a et b tels que la somme des carrés des écarts ε_t soit minimum :

$$\min \sum_{t=0}^{t=T-1} \varepsilon_t^2 = \min \sum_{t=0}^{t=T-1} [\log E_t - (a + bt)]^2$$

La période de référence étant définie : T années, allant de l'année origine $t = 0$ à une année finale t de rang $T - 1$.

$$\hat{b} = \frac{\sum_{t=0}^{t=T-1} (\log E_t - \overline{\log E})(t - \bar{t})}{\sum_{t=0}^{t=T-1} (t - \bar{t})^2}$$

$$\hat{a} = \overline{\log QE} - \hat{b}\bar{t}$$

Moyennement un certain nombre d'hypothèses sur les résidus aléatoires ε (moyenne nulle, écart type constante, absence d'auto corrélation), on a :

$$var(\hat{b}) = \frac{var \varepsilon}{\sum_{t=0}^{t=T-1} (t - \bar{t})^2}$$

$$var(\hat{a}) = var \varepsilon \left[(1/t) + \frac{\bar{t}^2}{\sum_{t=0}^{t=T-1} (t - \bar{t})^2} \right]$$

Avec : $var \varepsilon = \sigma^2$, $\varepsilon = \sum_{t=0}^{t=T-1} \varepsilon_t^2$

Après avoir effectué les calculs sur le passé, l'estimation prévisionnelle de la consommation E_θ de l'année θ de rang $T - 1 + n$, devient :

$$\log E_\theta = \hat{a} + \hat{b}\theta \quad (5)$$

La réalisation effective de l'année θ sera :

$$\log E_\theta = a + b\theta + \varepsilon_\theta \quad (6)$$

L'erreur de prévision Z_θ sera alors :

$$Z_\theta = (a - \hat{a}) + (b - \hat{b})\theta + \varepsilon_\theta$$

En tenant compte de la variance des estimations de a et b de leur covariance et en supposant que les résidus aléatoires ε ne soient pas auto-corrélés, on obtient la variance de l'erreur de prévision à partir de l'expression :

$$Var(Z_\theta) = var \varepsilon \left[1 + 1/t + \frac{(\theta - t)^2}{\sum_{t=0}^{t=T-1} (t - \bar{t})^2} \right]$$

Sous les hypothèses précitées, l'erreur de prévision Z_θ suit une loi normale. On peut ainsi associer à la prévision un intervalle de confiance qui délimitera les niveaux de probabilité entre lesquels devrait se situer la réalisation effective de l'année θ .

Un intervalle de confiance à 90 % signifie par exemple que la réalisation aura 9 chances sur 10 de se situer à l'intérieur des bornes qui le définissent. Les bornes d'un intervalle de confiance sont obtenues à partir de la formule :

$$(\log E)_b = (\log E)_m \pm t^* \sqrt{var Z_\theta}$$

$(\log E)_b$ représente le log de la consommation, correspondant à la borne b ;

$(\log E)_m$ représente le log moyen prévu

t^* la variable « t » de student à $(n - 2)$ degrés de liberté, au seuil de confiance choisi.

2.7.3. Construction de scénario énergétique de référence

Le scénario de référence présenté et analysé dans ce chapitre fournit une image cohérente de l'évolution du système énergétique algérien à l'horizon 2040, basée sur un certain nombre d'hypothèses argumentées relatives au contexte démographique et économique (activité des secteurs, etc.) et sur les politiques et mesures en place concernant l'énergie, en supposant la poursuite des tendances actuelles. Dans ce cadre, le scénario de référence permet de pointer du doigt les problèmes à long terme concernant l'énergie et l'environnement et aide à identifier les actions à mettre en œuvre pour y apporter des solutions. Nous devons identifier et présenter en premier lieu un système énergétique de référence, ensuite nous effectuons une étude rétrospective de la demande énergétique par secteur et par matière.

2.7.3.1 Système énergétique de référence

Un système énergétique de référence est considéré comme des chaînes de transformations subies par des ressources primaires énergétiques dans le but de satisfaire différentes demandes finales de services. La chaîne énergétique est décrite de l'amont (production et offre énergétique) à l'aval (secteur économiques utilisant l'énergie) en passant par tous les secteurs intermédiaires consommateur ou producteurs d'énergie (Maïzi N et al, 2012). En effet, le système énergétique algérien est considéré comme le flux d'énergie à partir de sources primaires (pétrole, gaz naturel, biomasse et renouvelable) par le biais de transformations (production d'électricité) à l'utilisation finale par différent secteur (transport, industrie et résidentiels, et d'autres secteurs) comme l'illustre la figure suivante :

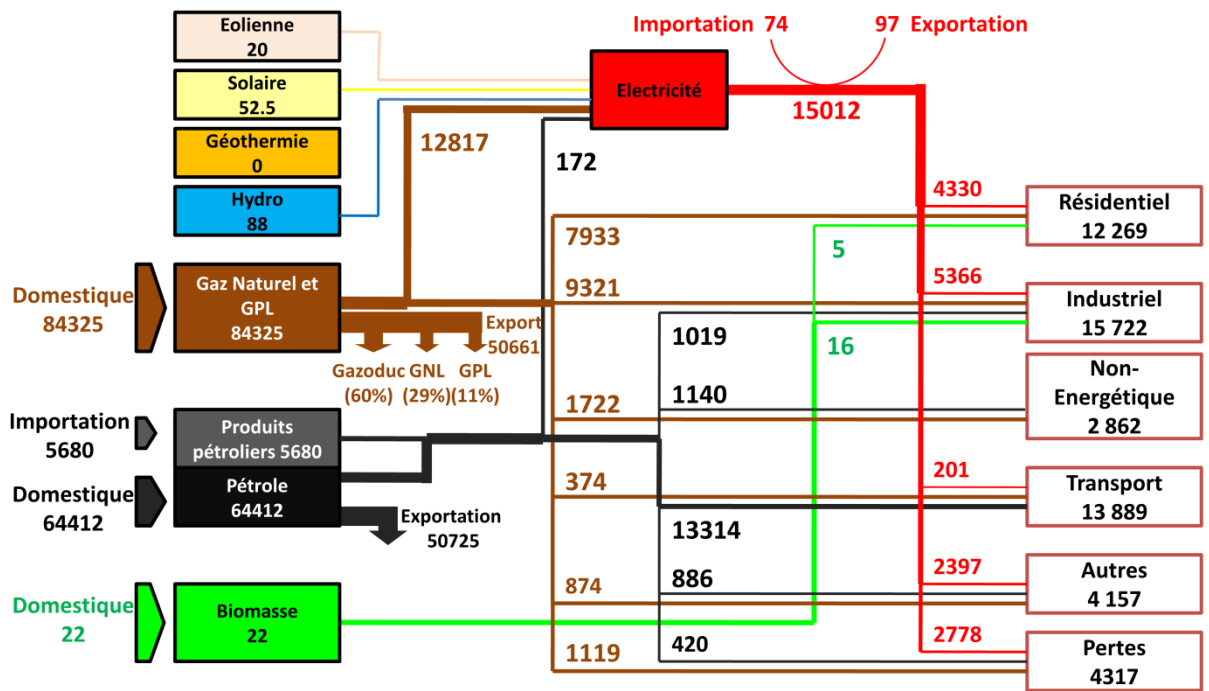


Figure 2. 7: Organigramme du système énergétique algérien pour l'année 2013 en ktep.

En 2013, l'Algérie a produit environ 64.4 Mtep de pétrole brut, dont 79% ont été exportés. La production de gaz naturel est de 84.3 Mtep, dont 60% ont été exportés. Le gaz naturel a fourni la plus grande part de l'énergie primaire et sa consommation finale, qui atteint 34.1 Mtep, est désagrégé en trois catégories; production d'électricité, usages industriel et des utilisations résidentielles (principalement pour le chauffage et la cuisson). La consommation des produits pétroliers avec 19.3 Mtep, présente la deuxième plus importante source d'énergie, il était principalement utilisé pour le transport et pour l'industrie. Pour les énergies renouvelables et la biomasse, chaque un de lui répond à moins de 2 % de la demande énergétique finale et ils sont utilisés pour l'habitation, l'industrie et la production d'électricité.

2.7.3.2 Analyse rétrospective et modélisation

a- Demande d'énergie finale par secteur

Une analyse rétrospective sur les bilans énergétiques annuels, publié par l'état périodiquement, a été effectuée. Les données sont collectées sous l'effet d'une analyse verticale (par secteur) (Annexe tableau 2.a) des bilans publié entre 2001 et 2013. Ces données sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 2. 7: Demande d'énergie finale par secteur en ktep entre 2001 et 2013.

Années	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Industrie et BTP	4,610	4,904	5,149	5,497	5,817	6,507	6,779	7,253	7,380	8,019	7,890	7,948	8,229
Transport	4,797	5,312	5,963	6,019	5,845	6,035	6,450	6,903	10,246	11,215	12,370	13,372	13,889
Ménage et autres	9,588	10,310	11,313	12,011	12,776	13,161	14,308	15,144	13,063	12,415	13,721	15,075	16,425
Total	18,995	20,526	22,425	23,527	24,438	25,703	27,537	29,300	30,689	31,649	33,981	36,395	38,543

Ces évolutions sectorielles globales et de long terme cachent des évolutions contrastées tant pour les différents usages énergétiques au sein d'un même secteur ou pour les différentes branches industrielles durant la période de projection. C'est pourquoi une analyse rétrospective horizontale (par produit) (Annexe tableau 2.a) sur les bilans énergétiques annuels, publié par l'état périodiquement entre 2001 et 2013, a été effectuée. Les données collectées sont présentées dans le tableau 2.8.

b. La demande d'énergie finale par produit

La consommation d'énergie primaire est obtenue par sommation à l'entrée du système énergétique de toutes les formes d'énergie consommées pour les divers besoins de l'économie. Ces formes d'énergie sont essentiellement le pétrole, le gaz naturel et l'électricité. Le tableau suivant présente la demande d'énergie finale par produit entre 2001 et 2013 :

Tableau 2. 8: Demande d'énergie finale par produit en ktep entre 2001 et 2013.

Années	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Produits Pétroliers	7,200	8,016	8,879	9,115	9,101	9,486	10,372	11,438	12,319	12,272	13,548	13,999	14,792
Gaz naturel	3,774	4,082	4,358	4,857	5,734	5,987	6,871	6,976	7,728	8,021	8,750	9,710	10,562
Electricité	5,732	6,100	6,696	6,957	7,192	7,655	7,779	8,275	8,414	8,607	9,258	10,304	10,878
GPL	1,959	2,052	2,189	2,293	2,132	1,970	1,968	1,957	1,975	2,328	2,358	2,320	2,249
Autres	331	276	302	305	334	605	546	309	271	422	68	63	63
TOTAL	18,996	20,527	22,424	23,527	24,509	25,703	27,537	28,956	30,707	31,650	33,982	36,395	38,543

2.7.3.3. Principales hypothèses du scénario de référence

Le scénario de référence s'appuie sur un ensemble d'hypothèses portant sur les variables exogènes du modèle. La consommation d'énergie continuera sa croissance dans les prochaines années du fait de l'augmentation de la population et de l'élévation du niveau de vie. Pour la prévision de la consommation énergétique, nous avons développé une étude

prospective de la demande énergétique en Algérie, en se basant sur des hypothèses de croissance économique élaborées comme suit :

a- Les hypothèses démographiques

La croissance démographique est l'un des principales variables qui génère l'évolution de la demande énergétique par le biais de son impact sur l'évolution à long terme de l'économie. D'autre part, la population et le nombre de ménages figurent parmi les facteurs qui ont un impact direct sur la consommation énergétique du secteur résidentiel puisqu'ils influencent le nombre d'appareils ménagers ainsi que la surface totale des logements devant être éclairée et conditionnée (chauffage ou refroidissement). Ainsi la population a une influence directe sur la consommation de services de transport et la taille du parc automobile.

Dans ce context, nous supposons que la population continuera à croître sur sa tendance à long terme avec un TCAM de 1.6 % (SNAT, 2010) au cours de la période de projection.

L'évolution du nombre de population selon le scénario tendanciel est présentée sur la figure suivante :

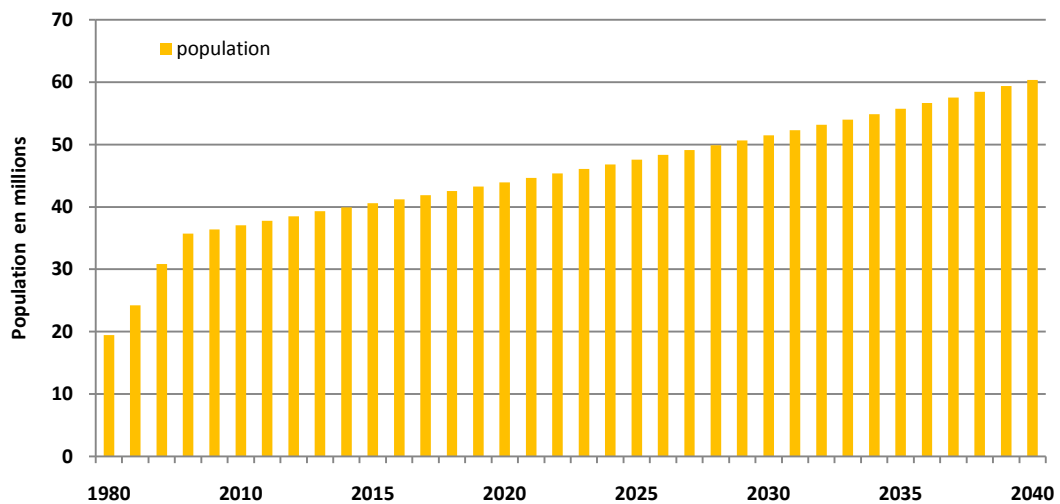


Figure 2. 8: Evolution du nombre de population.

Ce taux de croissance indique que la population totale sera d'environ 48.3 millions d'habitants en 2030 pour atteindre environ 60 millions d'habitants en 2040.

b- Paramètre de politique énergétique

Le Produit Intérieur Brut (PIB) algérien se caractérise par une forte dominance du secteur d'hydrocarbure. L'analyse de la structure économique du pays démontre une forte dépendance à la rente pétrolière et gazière. Cette économie est plus rentière qu'elle n'est productive et efficace. L'économie algérienne est une économie à faibles performances dont les finances dépendent essentiellement des recettes d'hydrocarbures, outre sa contribution directe à la formation du PIB, le secteur des hydrocarbures représente 97% des recettes d'exportation et 70% des recettes de l'état via la fiscalité pétrolière et plus tiers du PIB en 2011 (DGT, 2013b). La figure suivante présente la répartition sectorielle du PIB en %.

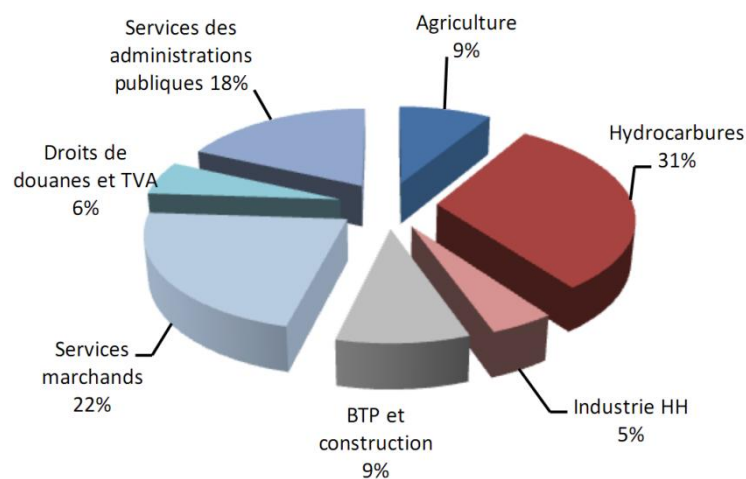


Figure 2. 9: Répartition sectorielle du PIB en % (DGT, 2013b).

2.7.4. Prévion de la demande d'énergie

L'approche économétrique appréhende l'évolution de la demande d'énergie en fonction de l'extrapolation des tendances du passé. Son principe est d'établir une relation entre la consommation d'énergie (globale ou sectorielle, par forme d'énergie ou toutes formes confondues) et certains indicateurs macroéconomiques (PIB, revenu, ...).

2.7.4.1. Par secteur

Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus de la demande d'énergie finale en ktep pour le scénario tendanciel de référence. Les demandes en énergie sont désagrégées en 3 grandes catégories de demande subdivisées en demandes de services énergétiques : Secteur d'industrie et BTP, secteur de transport et secteur de ménage et autres.

Tableau 2. 9 : Prospective de la consommation énergétique par secteur en ktep.

Années	2001	2013	2040	TCAM% 2002-2013	TCAM% 2013-2040
Industrie et BTP	4,610	8,229	17,371	6.54	7.34
Transport	4,797	13,889	34,762	15.8	16.11
Ménage et autres	9,588	16,425	27,210	5.94	4.16
Total	18,995	38,543	79,321	8.57	7.95

La figure ci-dessus représente l'évolution de la demande finale d'énergie par secteur à l'horizon 2040.

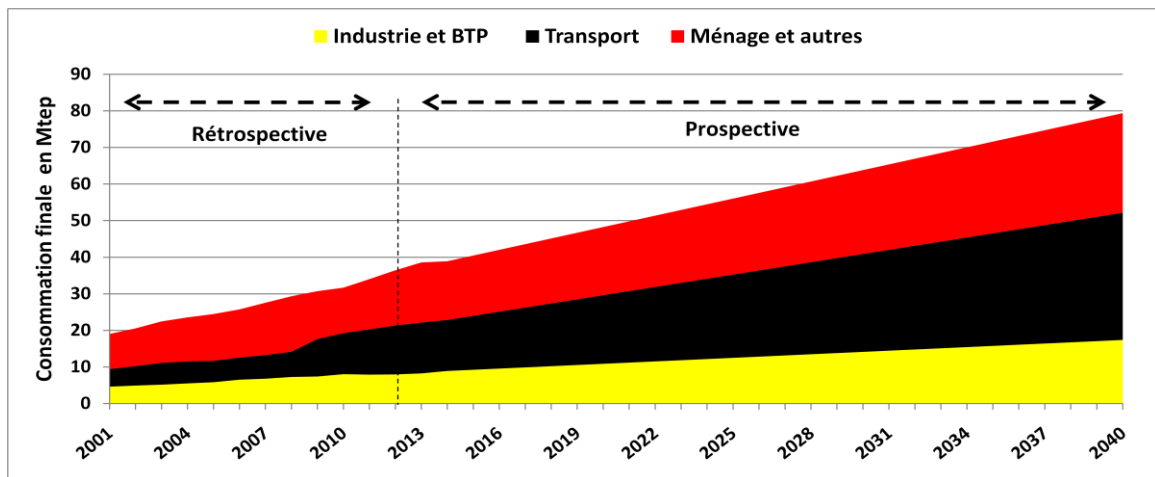


Figure 2. 10: Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie à l'horizon 2040.

A l'horizon 2040, la demande finale totale d'énergie de l'industrie et BTP, des transports, du secteur résidentiel et du secteur tertiaire serait de 206% par rapport à 2013. Elle était 203% en 2013 par rapport 2001.

Sur la figure ci-dessus, qui présente l'évolution sectorielle de la demande finale d'énergie dans le scénario de référence, on remarque que la croissance de la demande finale d'énergie sur la période de projection serait surtout pilotée par la croissance de la consommation d'énergie dans les secteurs de transports. Cette croissance serait de 16.11 % en moyenne par an (comparé à 7.95 % pour la demande finale totale d'énergie). Le taux de croissance de la consommation d'énergie dans l'industrie et BTP (Bâtiments et Travaux Publics) et le secteur de ménage et autres serait respectivement (7.34% et 7.95% par an).

En termes absolus, la consommation finale d'énergie augmenterait de 40.7 Mtep, passant de 38.5 Mtep en 2013 à 79.3Mtep en 2040. A titre de comparaison, la demande finale d'énergie a augmenté de quelque 19.5 Mtep entre 2001 et 2013, soit un taux de croissance moyen de 8.57% par an.

2.7.4.2. Par matière

Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus de la demande d'énergie finale en ktep pour le scénario tendanciel de référence. Les demandes en énergie sont désagrégées par produit.

Tableau 2. 10 : Prospective de la consommation énergétique par produit en ktep.

Années	2001	2013	2040	TCAM% 2001-2013	TCAM% 2013-2040
Produits pétroliers	7,200	14,792	31,118	8.79	8.40
Gaz naturel	3,774	10,562	25,018	14.99	14.19
Electricité	5,732	10,878	20,705	7.48	6.35
GPL	1,959	2,249	2,774	1.23	0.99
Autres	331	63	0	-6.75	-0.70
Total	18,996	38,543	79,238	8.58	7.93

La figure ci-dessus représente l'évolution de la demande finale d'énergie par produit à l'horizon 2040.

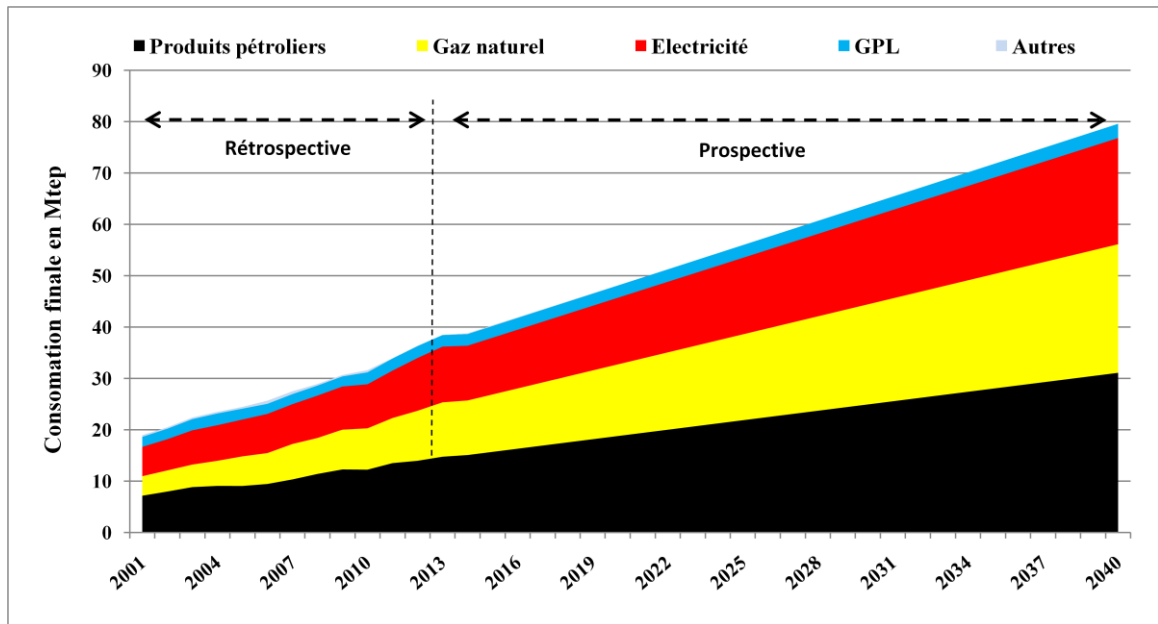


Figure 2. 11: Evolution de la demande finale d'énergie par produit à l'horizon 2040.

- **Produits pétroliers :** Les produits pétroliers resteraient la forme d'énergie dominante tous secteurs confondus. Entre 2001 et 2013, la demande finale de produits pétroliers avait augmenté de 8.79% par an en moyenne. et de 8.40 % durant la période de projection. Le moteur principal de l'évolution de la demande de produits pétroliers et de son rôle dominant dans la demande finale totale d'énergie reste plus que jamais le secteur des transports.
- **Gaz naturel :** La demande finale de gaz naturel progresserait ainsi de 14.99 % en moyenne par an sur la période 2001-2013 et de 14.19 % sur la période 2013-2040. la consommation finale d'énergie augmenterait de 3.77 Mtep, passant de 10.55 Mtep en 2013 à 25 Mtep en 2040.
- **Electricité :** Parmi les formes d'énergie qui connaîtrait une forte progression, c'est l'électricité. le taux de croissance de la demande finale totale d'électricité est de 7.48 % par an entre (2001-2013) et de 6.35 % entre (2013-2040). la consommation finale d'énergie augmenterait de 5.73 Mtep, passant de 10.87 Mtep en 2013, pour atteindre 20.7 Mtep en 2040.

2.7.5. Scénario de référence faible et fort

Deux scénarios (faible et fort) ont été élaborés, le tableau suivant résume le taux de croissance de deux scénarios :

Tableau 2. 11 : Taux de croissance annuel moyen de la consommation nationale d'énergie finale selon les trois scénarios.

Scénarios	fort	tendanciel	faible
TCAM (2013-2040) en %	10.2	7.3	4.9

Sur cette base, la figure suivante présente l'évolution de la demande énergétique finale sur la période 2013-2040 dans le cas de trois scénarios. Les simulations ont permis ainsi d'estimer la consommation énergétique prévisible aux différents horizons, pour les trois scénarios définis précédemment, comme indiqué par la suivante.

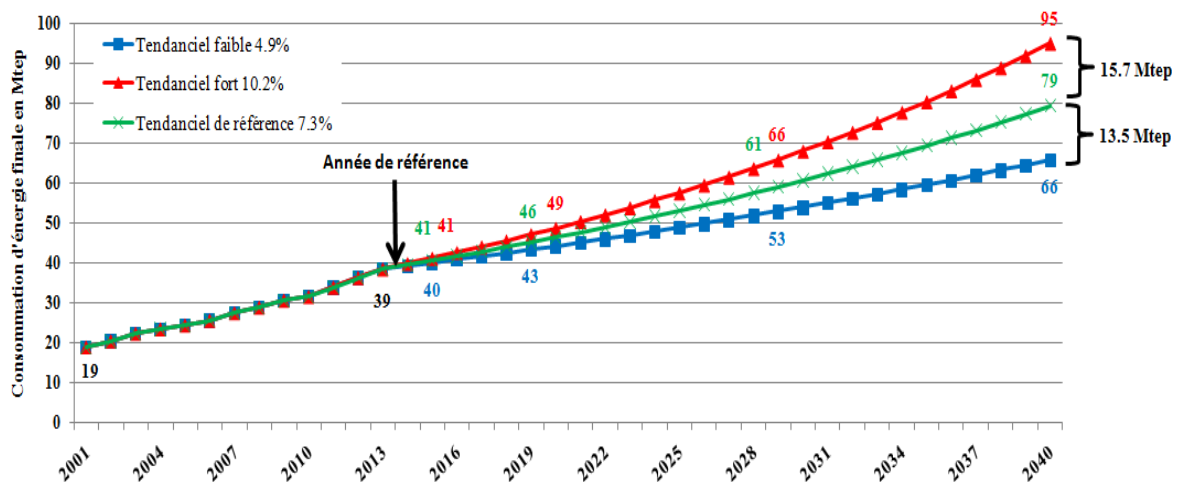


Figure 2. 12. Scénarios de l'évolution de la demande énergétique à l'horizon 2040.

La demande d'énergie serait d'environ 79 Mtep en 2040 pour le scénario tendanciel de référence. Dans ce cas, la croissance moyenne de la demande sur la période 2013-2040 serait d'environ 7.3 % par an. Pour le scénario tendanciel fort et avec un taux de croissance égale à 10.2 % la demande d'énergie serait d'environ 95 Mtep en 2040, par ailleurs avec un taux d'accroissement moins important la demande d'énergie sera plus faible dans le scénario tendanciel faible est égale à 66 Mtep.

2.8. Conclusion

Au début, ce chapitre présente un aperçu sur les modèles de prospective énergétique. En suite une analyse sur les principaux exercices de perspectives réalisée au niveau international et national. Nous avons terminé par un exercice de modélisation pour l'Algérie à l'horizon 2040. Un scénario énergétique tendanciel la consommation d'énergie finale, sectorielle, et par forme d'énergie a été élaboré. La demande d'énergie totale a été 38.5 Mtep

en 2013 et elle sera doublée (79.2 Mtep) en 2040. L'étude de la consommation sectorielle ou totale par forme d'énergie, constitue un approfondissement de l'analyse, souvent nécessaire à la compréhension des politiques énergétiques. On outre, ce chapitre montre que l'Algérie doit faire face à plusieurs défis dans le futur. Elle doit surtout repenser le problème de l'énergie dans sa globalité et prendre conscience de ses possibilités d'économies d'énergie. Tels que la fixation des règles de performance énergétique afin de réduire les besoins en chauffage et en climatisation dans les bâtiments, d'améliorer le confort thermique des occupants, ainsi que la réflexion sur la mise en œuvre d'énergies nouvelles renouvelables.

Chapitre 3

**Evaluation micro-économique
(Bottom-up) de la consommation
énergétique dans le secteur
résidentiel**

3.1. Introduction

Au cours de l'accroissement de la population et de l'urbanisation pendant les dernières années, l'évolution de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel est devenue un grand défi pour la politique énergétique du pays. Il est donc important de comprendre la nature de cette évolution pour le moyen et le long terme et de proposer des nouvelles stratégies visant à réduire cette consommation d'énergie dans l'avenir. A cet effet, nous essayerons dans ce chapitre de faire une prévision de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel algérien, en se basant sur un modèle de prévision ascendant (micro-économique) en combinaison avec des données statistiques provenant de différents organismes. Les besoins en énergie pour 2040 sont estimés pour deux scénarios, à savoir un scénario tendanciel ou de référence qui poursuit dans la même voie sans modification et ne prend pas en compte les interventions futures des gouvernements, comme la mise en œuvre de futures politiques énergétiques ou climatiques, et un scénario (volontariste), lequel apportant des modifications dans les modes de consommation en introduisant de nouvelles voies d'économie et d'efficacité énergétique tels que l'intégration de l'éclairage avec des lampes à basse consommation, ainsi que les systèmes de climatisation utilisant comme source d'énergie le gaz naturel.

3.2. Contexte énergétique du secteur bâtiment

3.2.1. Consommation d'énergie finale

L'analyse énergétique dite sectorielle distingue usuellement quatre secteurs d'activité au sein desquels l'énergie est consommée de manière sensiblement différente: l'industrie, l'agriculture, le transport et les bâtiments. Cette dernière contient les bâtiments à usage tertiaire (commerces, bureaux, écoles, hôpitaux, ...etc.) et les bâtiments à usage résidentiel (ou logements). On pourra cependant établir une liste de types de locaux à vocation de logement usuellement rattachés au secteur tertiaire : résidences universitaires, foyers de travailleurs, hôtels, centres d'hébergement (foyers sociaux, accueil de sans domicile fixe), campings, prisons et locaux permettant l'hébergement dans certains lieux de cultes. Le périmètre du secteur résidentiel peut alors se définir comme l'ensemble des locaux à vocation de logement qui n'appartiennent pas au secteur tertiaire (Allibe B, 2012). Au niveau national, selon les bilans énergétiques annuels publiés par le Ministère de l'Énergie (ME), la répartition

sectorielle de la consommation finale algérienne est détaillée selon 3 secteurs consommateur d'énergie à savoir, le secteur de l'industrie, le secteur du transport et le secteur de ménages (le résidentiel, le tertiaire) et autres tel que l'agriculture. La figure 3.1 représente l'évolution de la consommation énergétique des ménages exprimée en Mtep jusqu'en 2012.

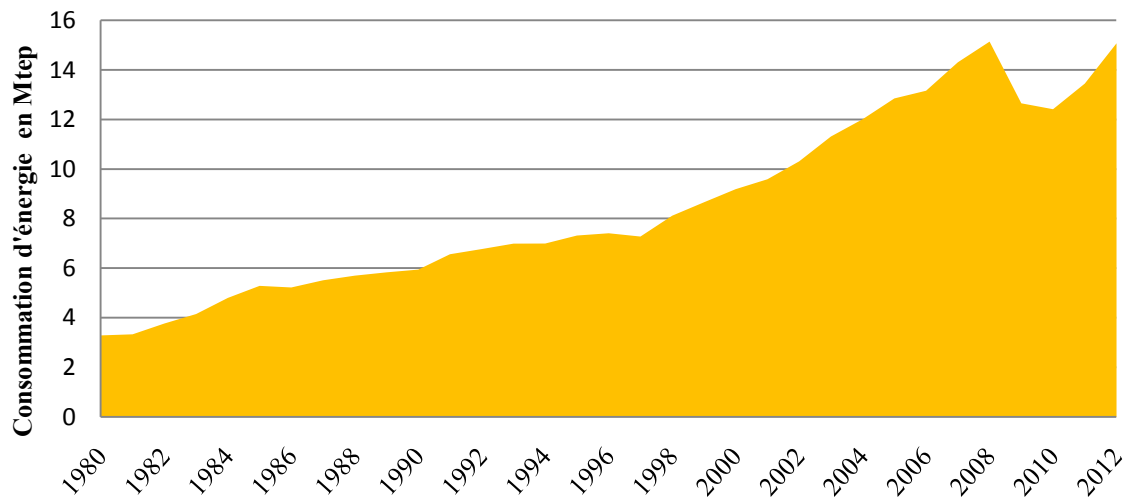


Figure 3. 1 : Evolution de la consommation d'énergie finale du secteur de ménages (ME, 1980 - 2012).

La consommation en énergie finale a connue une croissance importante de 1980 à 1998, puis une augmentation plus forte pour atteindre 15.1 Mtep en 2012 après une chute conjoncturelle en 2009, 2010, et 2011.

La figure 3.2. (a) représente la répartition de la consommation énergétique algérienne en fonction des différents secteurs d'activités.

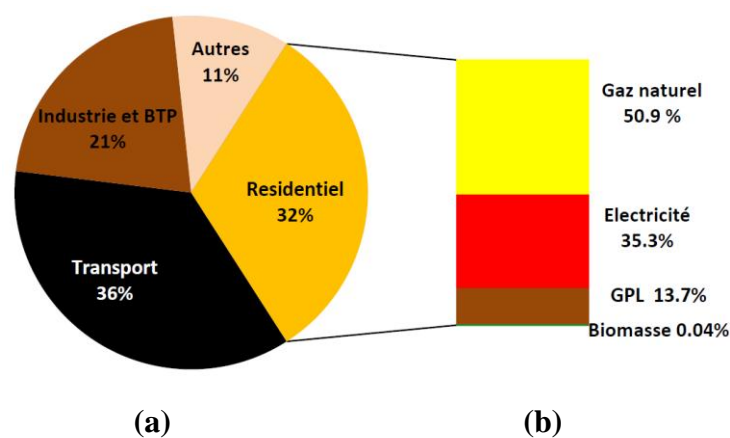


Figure 3. 2 : (a) Structure de la consommation finale par secteur d'activité, (b) Mix énergétique du secteur résidentiel en 2013 (ME, 2013).

Il apparaît que le secteur du bâtiment occupe 43% de la consommation totale d'énergie finale, avec 16.4 Mtep d'énergie finale consommée en 2013, soit une augmentation d'environ 10.7 % par rapport à l'année précédente, suivi de près par le secteur de transport avec 36% et le secteur d'industrie et BTP avec 21% (respectivement 13.9 Mtep et 8.2 Mtep). L'observation du mix énergétique du secteur résidentiel, en énergie finale (Figure.3.2 (b)), montre la prédominance actuelle du gaz naturel et de l'électricité (respectivement 50.9 % et 35.3 % des consommations) par rapport au gaz de pétrole liquéfié (GPL) et à la biomasse (bois) (respectivement 13.7 % et 0.04 % de la consommation globale). La consommation de gaz naturel et d'électricité dans le secteur résidentiel continue à augmenter au cours des dernières décennies (Stambouli A B, 2011). Ces augmentations s'expliquent principalement par la croissance de la population urbaine et l'amélioration du niveau de vie dans le secteur résidentiel.

3.2.2. Structures et caractéristiques du parc

3.2.2.1. Evolution du parc logement

Le nombre de ménages est un paramètre majeur qui influe la consommation d'énergie totale du secteur résidentiel. En Algérie, le nombre de ménages évolue depuis l'année 1966 de 1.9 millions pour atteindre 7.7 millions en 2012. Cette augmentation du nombre de logements est destinée pour répondre à l'augmentation de la population qui a atteint 38.4 millions en 2012. La figure 3.3 représente l'évolution du parc logement et de la population jusqu'en 2012.

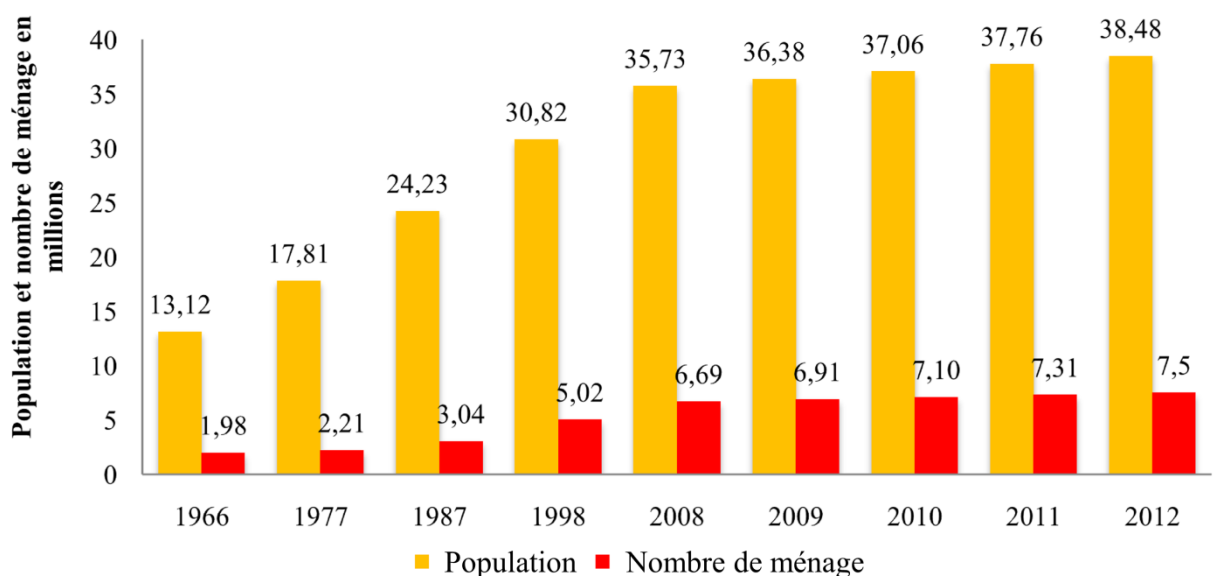


Figure 3. 3 Evolution du parc logement (1966 – 2012) (Heraou A, 2011) (ONS, 2015).

3.2.2.2. Taux d'occupation

Le nombre des logements occupés évolue, en parallèle au nombre total des logements, avec un taux d'occupation de 70 % (3.5 millions de logements occupés en 1998 pour 5 millions de logements) à 81.3 % (6.1 millions en 2012 pour 7.5 millions de logements), comme représenté dans la figure 3.4.

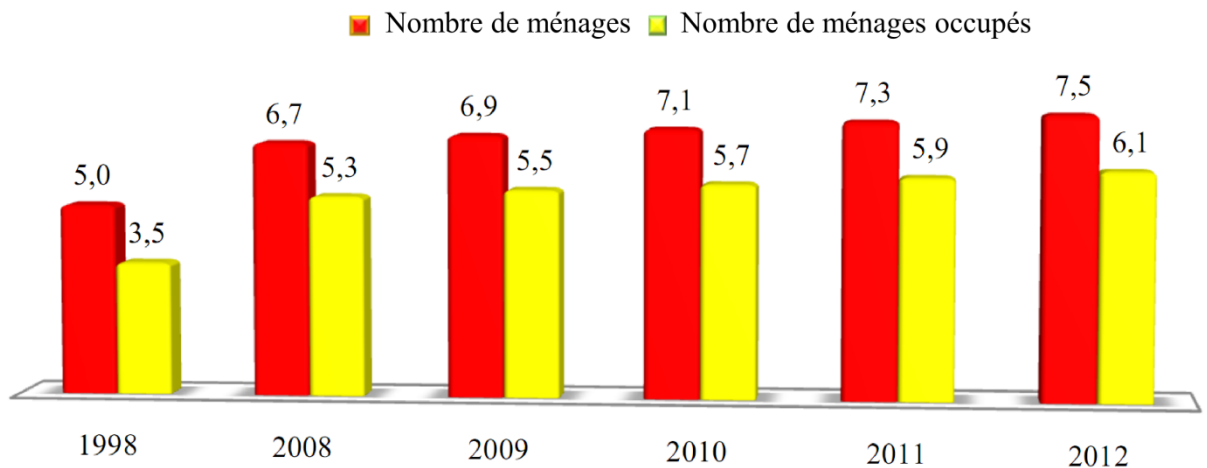


Figure 3. 4 : Evolution du nombre des logements occupés

3.2.2.3. Nombre des personnes par logement

Le nombre de personnes par ménage décroît au cours des années de 7.6 personnes/logement en 1977 à 6.4 en 2008 comme le montre la figure 3.5 (Heraou A, 2011).

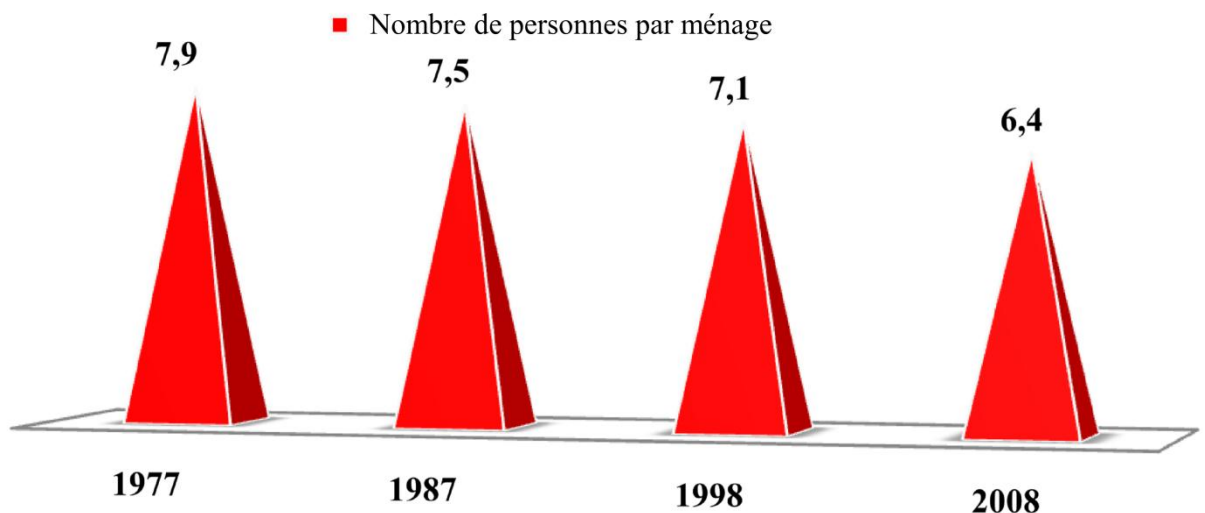


Figure 3. 5 : Evolution du nombre des personnes par ménage (Heraou A, 2011).

3.2.2.4. Taux d'électrification

Depuis les années 1970, le gouvernement a adopté et mis en œuvre des programmes ambitieux et structurés avec comme priorité l'électrification du pays afin de permettre à toutes les populations, sur le territoire national, de pouvoir bénéficier de l'électricité. En l'espace de 50 ans, le taux d'électrification évolue de 30% en 1962 à près de 99 % en 2012. Le taux d'électrification en Algérie est parmi les plus élevés dans le monde. En raccordant plus de 7 millions de foyers, avec un taux de 99.3% en 2013, presque au même niveau par rapport à la Tunisie (95,7%) et largement supérieur à celui du Maroc (71,6%) (Portail du Premier Ministre, 2015). La figure ci-dessous représente l'évolution du taux d'électrification, la demande en énergie électrique et la longueur de réseau électrique jusqu'en 2011 selon les trois niveaux de tension (HT, MT, BT).

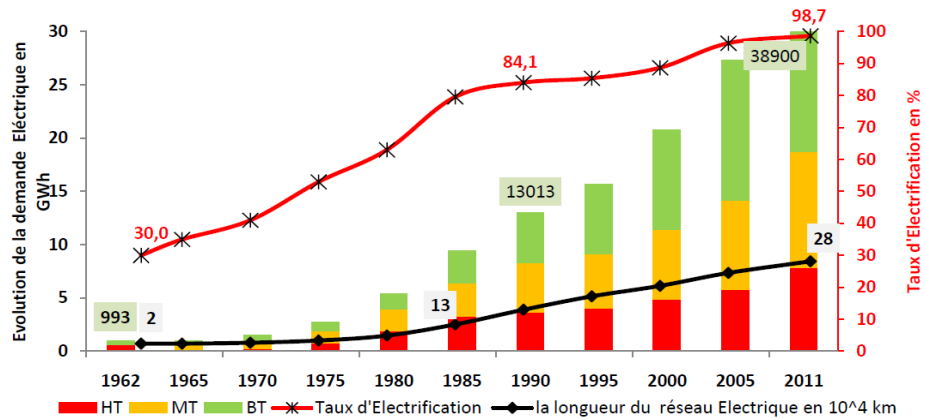


Figure 3. 6 : Taux d'électrification (1969-2011) (Sonelgaz, 2014).

3.2.2.5. Taux de raccordement en gaz naturel

Le gouvernement a aussi développé un programme ambitieux de raccordement en gaz naturel qui a permis d'atteindre un taux de pénétration de 47,4% à la fin de l'année 2011. Le nombre total des localités raccordées en gaz naturel est passé de 06 localités en moyenne par an entre 1962 et 2000 à environ 100 localités par an pendant ces dernières années. A la fin de l'année 2012, 1655 localités sont desservies en gaz naturel à travers un réseau de distribution de gaz de près de 60,000 km, alimentant environ 3.5 millions de foyers. La figure ci-dessous représente l'évolution du taux de pénétration gaz, la demande en gaz et la longueur de réseau jusqu'en 2011 selon les trois types de distribution (CE, DP, CHP).

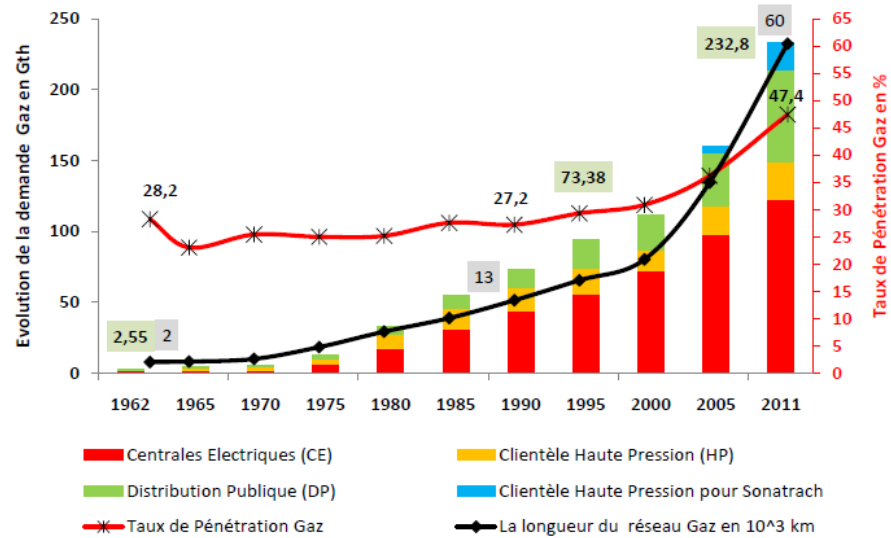


Figure 3. 7 : Taux de raccordement en gaz naturel (1969-2011) (Sonelgaz, 2014).

3.2.2.6. Consommation d'énergie électrique moyenne annuelle par logement

La consommation finale d'énergie électrique par logement du secteur résidentiel a augmenté de 3,5% par an depuis l'année 2007. En effet, elle s'est consolidée de 13 % sur l'ensemble de la période allant de 2007 à 2011 (Tableau 3.1). Cette augmentation signifie que chaque ménage consomme plus d'énergie pour satisfaire ses différents besoins énergétiques, en raison d'amélioration du niveau de vie des citoyens par l'utilisation de plus en plus importante des appareils électroménagers, notamment des climatiseurs (ME, 2011).

Tableau 3. 1 : Consommation unitaire de l'énergie électrique par ménage (tep/ménage).

Années	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation d'électricité en Tep/logement	0.39	0.40	0.42	0.42	0.44

3.2.3. Tarification de l'énergie

A l'échelle nationale, le secteur de l'énergie n'est pas encore libéralisé où les prix à la consommation domestique pour tous les produits énergétiques dans toutes leurs formes sont subventionnés par l'état (35% du prix de l'électricité est subventionné par l'état algérien). Les prix sont fixés sur la base de critères socio-économiques. Les subventions sont indirectes,

elles ne sont pas assurées à travers des transferts directs du budget de l'état mais par le biais d'une réduction appliquée sur les bénéfices des sociétés étatiques de production, SONELGAZ pour l'électricité et le gaz (RCREEE, 2010). Les tarifs de l'énergie sont en effet réglementés par l'état. Le niveau des tarifs de l'électricité et du gaz en Algérie est fixé par décret sur la base de propositions soumises par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) qui a été créée en vertu de la loi 02-01 du 05 février 2002 se rapportant à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation, en tant qu'organisme indépendant doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Il est vrai que le principe est là, mais la mise en œuvre proposée par le CREG n'est pas appliquée. Le tableau 3.2 montre le prix de l'électricité et de gaz naturel destinés au secteur résidentiel.

Tableau 3. 2 : Prix d'électricité et de gaz en Dinars Algérien (DA) et en Euro et le tarif moyen européen en Euro.

Forme d'énergie	Niveau	Tarif algérien		Tarif européen
		DA/ kWh	€ / kWh	€/ kWh
Electricité	Basse tension	0 – 125kWh:1.779	0.017	0.213
		>125 kWh:4.179	0.039	-
Gaz naturel	Basse pression	1.1	0.01	0.074

Le tarif européen est donné par la moyenne de 5 pays européens entourant la méditerranée (Portugal, Espagne, France, Italie et Grèce), les prix sont obtenus de l'Eurostat (Eurostat, 2014). Par ailleurs, tous les prix de tarif algérien sont convertis en Euro 2014 (1 Eur =107 DA). Les prix de gaz naturel sont généralement donnés en DA/thermie, mais dans notre cas ils sont convertis et présentés en DA/kWh pour unifier l'unité entre le gaz et l'électricité.

3.3. Modélisation et prévision de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel

Le travail s'articule sur le développement d'un modèle énergétique de prévision de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel à l'horizon 2040. La première étape sert à construire une méthodologie d'évaluation de la consommation d'énergie pour une année de base en l'occurrence 2010. La deuxième étape consiste à faire une projection de la demande en énergie finale jusqu'en 2040, en se basant sur des hypothèses socio-économiques à travers deux scénarios (référence et volontariste).

3.3.1. Méthodologie de modélisation de la consommation d'énergie

La consommation d'énergie du secteur résidentiel et sa dynamique temporelle résultent de la combinaison d'un nombre important de déterminants. Ces déterminants peuvent avoir un impact direct sur les consommations (e.g. performance technique, climat, gestion de la température intérieure, surface chauffée ou refroidie) ou indirect (e.g. revenus, information, prix des énergies et des équipements). Les liens entre ces différents déterminants et l'évolution des consommations au cours du temps ont été l'objet de nombreuses approches de modélisation. Deux approches principales qui se distinguent par l'échelle à laquelle la consommation et les déterminants sont observés : les modèles dits top-down, basé sur la représentation des relations macroéconomiques, dans lesquels la consommation et ses déterminants économiques (PIB, revenu des ménages, prix des énergies) sont observés à grande échelle et les modèle de type bottom-up, dans lesquels on se base sur une description technologique détaillée de la demande énergétique (Allibe B, 2012). Dans le présent travail, l'approche ascendante (bottom-up) est choisie pour modéliser et prévoir la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel algérien jusqu'en 2040. Ce type des modèles énergétiques se base sur la combinaison des déterminants du secteur résidentiel avec des données statistiques pour calculer ou simuler la consommation d'énergie (Ghedamsi R et al, 2015). Le point de départ pour développer les projections de la consommation d'énergie est établi par la demande d'énergie de différents usages finaux pour l'année de base.

La consommation d'énergie dans le secteur résidentiel inclut (le chauffage, le refroidissement, l'eau chaude sanitaire (ECS), la cuisson et les appareils électroménagers tels que : réfrigérateur, lave-linge, éclairage, téléviseur etc.). Pour estimer la demande d'énergie finale, il est nécessaire de déterminer l'utilisation d'énergie pour chacun de ses composants. Les facteurs déterminants de la demande d'énergie sont de nature démographique (population, nombre de ménages, etc.), donc la demande d'énergie du secteur est calculée en considérant la nature et les conditions de vie de personnes ainsi que les caractéristiques climatiques. Cela permet une meilleure représentation des besoins réels des individus, de leur style de vie, de même une définition plus adéquate des marchés potentiels des différentes formes d'énergie finale envisageables.

Pour estimer la consommation d'énergie annuelle pour le conditionnement d'air (chauffage et refroidissement), les charges annuelles de chauffage et de refroidissement par unité de surface dans différentes régions (48 stations météorologiques) sont obtenues en

utilisant la méthode de degrés-jours combiné avec un Système d'Information Géographique (SIG) (détaillé dans le chapitre 5). Le SIG est utilisé pour développer un découpage du territoire algérien en différentes zones climatiques selon le coût annuel de la consommation d'énergie par unité de surface de mur, nécessaire pour le chauffage et le refroidissement, où on prend en considération le coût de l'électricité pour le refroidissement et le coût du gaz naturel pour le chauffage.

La consommation d'énergie finale pour le chauffage, le refroidissement, et les équipements de ménage, est ensuite calculée pour les différentes zones obtenues selon l'équation suivante (AIEA, 2007):

$$E_{fi} = \sum_j E_{s,j,i} * (T_{equip\ j,i}/100) * N_{log,i} \quad (1)$$

Où

$E_{s,j,i}$: la consommation spécifique s d'énergie par ménage pour chaque type d'usage finale j et pour chaque zone i ,

$N_{log,i}$: le nombre de logements dans chaque zone i ,

$T_{equip\ j,i}$: le taux d'équipement.

La consommation spécifique d'énergie en kWh/an des équipements généralement utilisés par les ménages (hors conditionnement d'air) est obtenue en utilisant les données de l'APRUE (Djelloul A et al, 2013). La figure 3.8 représente l'organigramme du modèle d'évaluation de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel.

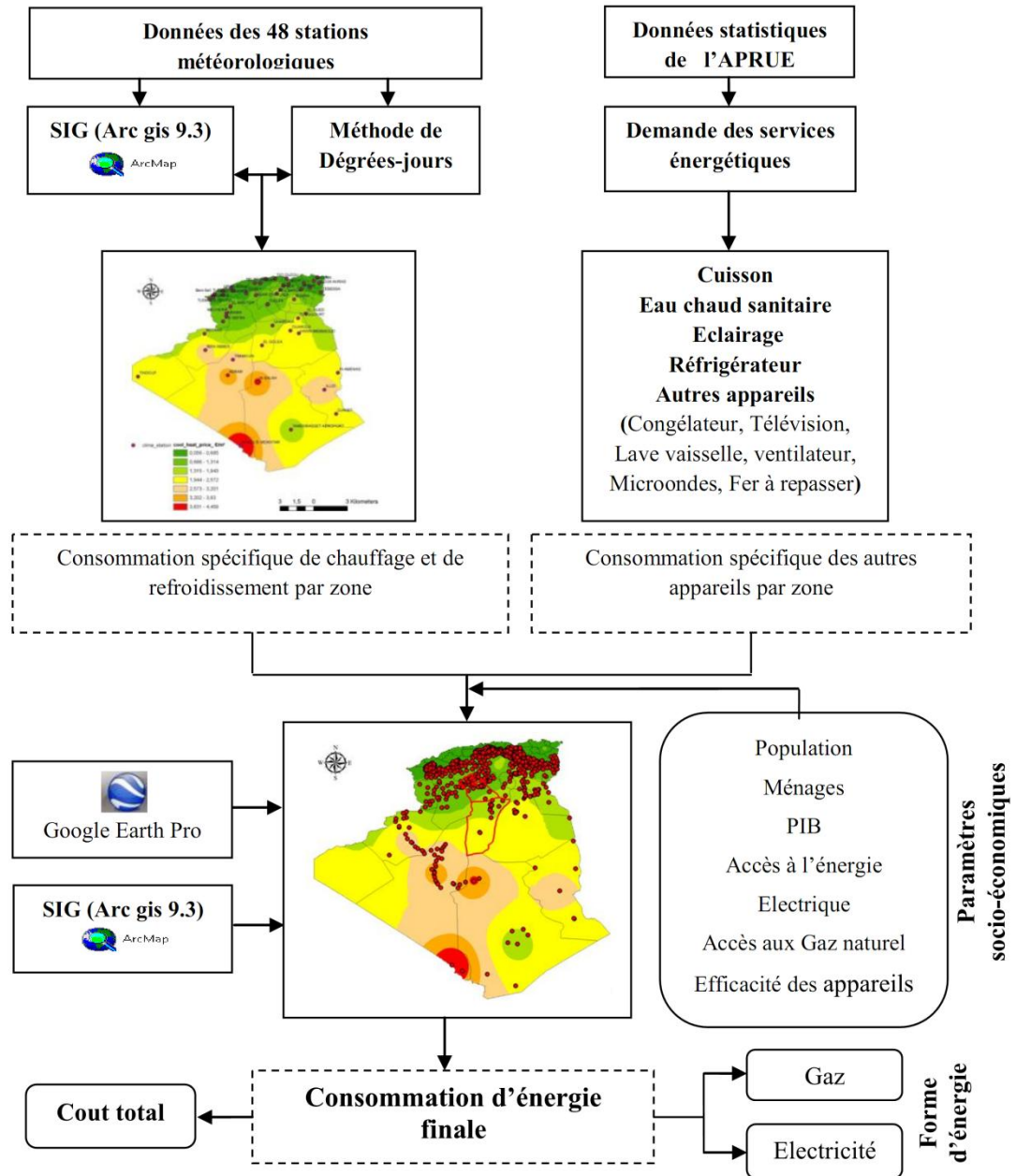


Figure 3. 8 : Organigramme du modèle d'estimation de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel.

3.3.2. Demande d'énergie par type d'usage finale

3.3.2.1. Demande d'énergie pour le chauffage et le refroidissement

La réalisation de zonage climatique est destinée généralement pour répondre aux besoins de la réglementation thermique du bâtiment (eg. zonages climatique du Maroc (Lahlou N, 2011) et zonages climatique du Liban (Mourtada A, 2010)). En effet, les considérations climatiques sont prises en compte d'une manière détaillée. Le zonage

climatique va permettre de discerner les régions climatiquement homogènes en termes de considérations climatiques étudiées.

Dans cette étude un zonage climatique a été élaboré selon le critère du nombre de degrés jours pour estimé les besoins énergétiques de chauffage et de refroidissement. Deux types de zonages ont été effectués : un zonage pour l'hiver (se chauffer) et un zonage pour l'été (se refroidie) en utilisant un réseau de plusieurs stations météorologiques répartie sur tout le territoire.

a. Méthode de degrés jours

La méthode de degrés-jours est une méthode pour estimer les besoins énergétique nécessaire pour le chauffage et le refroidissement dans un bâtiment. La méthode suppose que les besoins énergétiques d'un bâtiment sont proportionnels à la différence entre la température de référence (température de confort thermique) et la température moyenne de l'air extérieure.

a.1. Degré-jours de chauffage

C'est la mesure de la différence entre la température moyenne d'un jour donné par rapport à une température de référence, et qui exprime les besoins en chauffage domestique. La température de référence utilisée est 18°C (Ghedamsi R et al, 2016). Quand la température extérieure est inférieure à la température de référence, on doit chauffer le bâtiment pour maintenir une température agréable. Lorsque la température extérieure égale à 18°C, les gains thermiques internes peuvent augmenter la température intérieure au-dessus de 18°C et on n'aura pas besoin de chauffer.

a.1.2. Degré-jours de climatisation

Identique au degré-jour de chauffage sauf qu'il mesure les besoins en climatisation domestique au cours des mois chauds d'été par rapport à une température de référence. La température de référence utilisée est 26°C (Ghedamsi R et al, 2016). Lorsque la température extérieure est 26°C les gains internes peuvent augmenter la température intérieure au-dessus de 26°C et impliquent des besoins de climatisation.

Les degrés jours annuels de chauffage (DJC ou HDD) (en hiver) et de refroidissement (DJR ou CDD) (en été) sont obtenus comme démontrent les équations suivantes (Kaynakli O, 2012) (Mourshed M, 2012) :

$$\text{HDD} = \sum_{\text{jours}} (T_b - T_0)^+ \quad (2)$$

$$\text{CDD} = \sum_{\text{jours}} (T_0 - T_b)^+ \quad (3)$$

Où

T_b : la température de base,

T_0 : la température moyenne journalière de l'air extérieur.

Le plus (+) au dessus des parenthèses (Equation 2 et 3) indique que seulement des valeurs positives doivent être comptées. On prend la température de base (de confort thermique) pour la période hivernal et estival, T_b égale 18 °C et 26 °C, respectivement.

a.2. Les besoins spécifiques thermiques annuels de chauffage et de refroidissement en Wh/m².an

Les besoins spécifiques thermiques (apports de chaleur en été et déperditions en hiver) des bâtiments se produisent la plupart du temps à travers les murs, la toiture, des fenêtres, et du sous-sol externes et par l'infiltration (Ozel M, 2011). Dans cette étude, seulement les pertes de chaleur à travers les murs externes sont considérées. Les pertes de chaleur annuelle pour le chauffage et le refroidissement par unité de surface de mur extérieure est donnée par (Daouas N, 2011):

$$Q_C = 86400 \times \text{HDD} \times U \quad (4)$$

$$Q_r = 86400 \times \text{CDD} \times U \quad (5)$$

Avec, U est le coefficient de transfert thermique en w/m².k

$$U = 1 / \left(\frac{1}{h_i} + \sum_{j=1}^N \frac{e_j}{k_j} + \frac{1}{h_0} \right) \quad (6)$$

Avec, h_i et h_0 sont les coefficients de transmission de chaleur, de la surface intérieur et extérieure de mur, ces coefficients sont prises égal à 10 and 20 W/m² K, respectivement (CNERIB, 2011), (Bolattürk A, 2006). e_j et k_j sont l'épaisseur et la conductivité thermique de la couche j, respectivement.

a.2.1. Habitat typique

Un type de logement individuel a été choisi, avec une surface totale égale à 80 m² et 3m d'hauteur. L'espace de vie est prise égale à 50 % de la surface totale comme représente la figure 3.9. (a). L'enveloppe extérieure correspond à l'espace de vie est pris égal à 54 m². Le

mur extérieur se compose, de l'extérieure à l'intérieure, d'une couche de ciment, brique, espace d'air, brique et couche de plâtre, comme représente la figure 3.9. (b). Cette structure est employée dans les calculs pour toutes les villes considérées (48 stations de l'Algérie) (Ghedamsi R et al, 2016). Les caractéristiques thermiques des matériaux constituant le mur extérieur sont données dans le tableau 3.3.

Tableau 3.3 : Caractéristiques thermiques du mur extérieur.

Matériaux de construction	Ciment	Plâtre	Brique	Espace d'air
Conductivité thermique, k en W/m K	1.4	0.35	0.48	0.31

La figure suivante représente le plan et la structure du mur pour le logement typique :

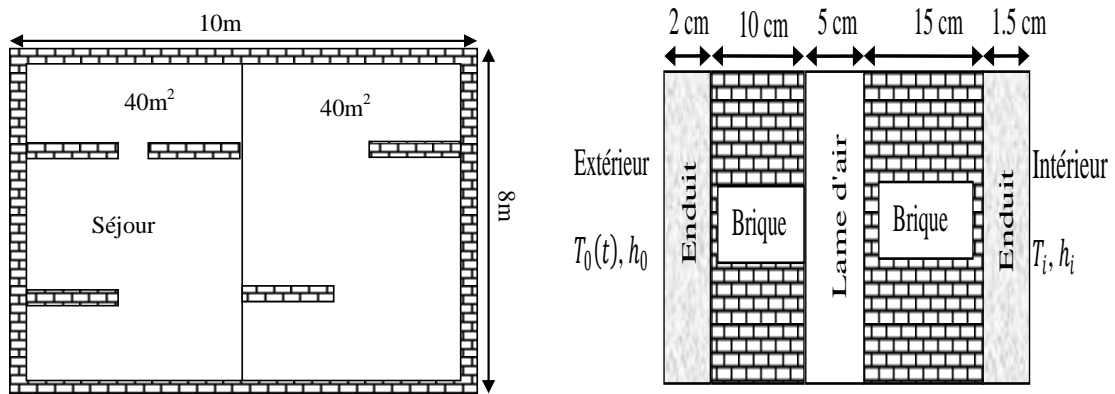


Figure 3.9 : Plan du logement typique et structure du mur extérieur (Ghedamsi R et al, 2016).

a.3. Besoins énergétiques annuels de chauffage et de refroidissement

La consommation d'énergie annuelle pour le chauffage peut être calculée par l'équation suivante (Kaynakli O, 2008).

$$E_c = \frac{86400 \times HDD \times U}{(LHV \times \eta_s)} \quad (7)$$

Avec, LHV est le pouvoir calorifique inférieur du carburant, donné habituellement par J/kg, J/m³ ou J/kWh selon le type de carburant, prise égale à 35.22 MJ/m³ (Staffell I, 2011) et η_s est l'efficacité du système de chauffage, prise égale à 0.93 (Daouas N, 2011).

La consommation d'énergie annuelle pour le refroidissement est donnée par:

$$E_r = \frac{86400 \times CDD \times U}{COP} \quad (8)$$

Où : COP est le coefficient de performance du dispositif de climatisation, prise égale à 2.5 (Ozel M, 2011).

a.4. Coût annuel d'énergie par unité de surface du mur en €/m² pour le chauffage et le refroidissement

Le coût annuel d'énergie par unité de surface du mur pour le chauffage et le refroidissement est donné par (Bolattürk A, 2006):

$$C_r = E_r \times C_{el} \quad (9)$$

$$C_c = E_c \times C_{gaz} \quad (10)$$

Avec C_{el} est le coût d'électricité (€/kWh) et C_{gaz} est le coût du carburant (€/kWh)

a.4. Le Système d'Information Géographique (SIG) pour le zonage climatique

Un système d'information géographique (Arcgis version 9.3) est utilisé dans cette étude. Le SIG (Arcgis 9.3), avec leurs outils disponibles dans Arctoolbox et sa capacité d'analyse spatiale, nous a permis de présenter la localisation spatiale des 48 stations ainsi que le développement des cartographies géo-numérisées de zones climatiques. Cela nécessite une distribution spatiale des données énergétiques sur tout le territoire national. Après avoir calculé les coûts annuels de chauffage et de refroidissement pour les 48 stations (voir annexe tableau 3.a), les résultats obtenus seront rassemblés dans une feuille de calcul Excel contenant les données énergétiques et géographiques (longitude et latitude) comme représenté dans le tableau suivant :

Tableau 3. 4 : Données énergétiques et géographiques pour les 48 stations.

N°	Station	Longitude	Latitude	Besoin énergétique de refroidissement (kWh/m ²)	Besoin énergétique de chauffage (kWh/m ²)	Coût de refroidissement (€/m ²)	Coût de chauffage (€/m ²)
1	Adrar	27.82	-0.18	45.8	16.43	3.6	0.015
/	/	/	/	/	/	/	/
/	/	/	/	/	/	/	/
48	Touggourt	6.13	33.12	25.44	21.9	2	0.81

Ces données sont par la suite introduites dans l'Arcgis 9.3 pour développer une cartographie de localisation géographique des 48 stations météorologiques dans le territoire national comme représenté dans la figure 3.10.

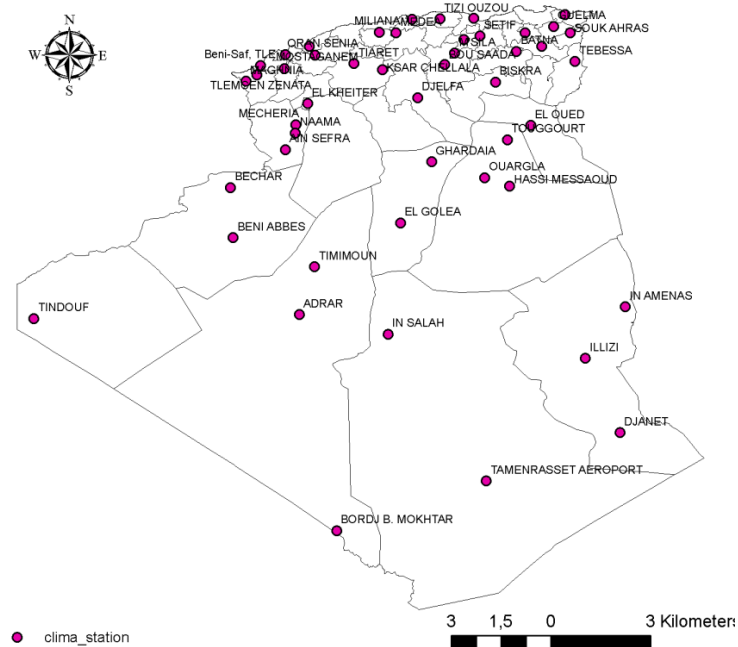


Figure 3. 10 : Localisation géographique des 48 stations météorologiques.

L'intégration simple de ces données (les coûts annuels d'énergie pour le chauffage et le refroidissement par unité de surface dans chaque station) dans le SIG, ne permet pas de connaître leurs valeurs sur l'ensemble du territoire. Il est donc nécessaire de passer d'une donnée ponctuelle à une donnée dite continue, en utilisant les méthodes d'interpolations disponibles sous Arcgis 9.3.

a.4.1. Méthode d'interpolation (IDW)

Dans cette analyse, la méthode utilisée pour convertir les données de points (48 stations) au format raster (distribué sur tout le territoire) est l'inverse de la distance pondérée (IDW) (Inverse Distance Weighted). La méthode IDW interpole une surface raster à partir de points en utilisant une technique pondérée inverse de la distance (ESRI, 2011). Il détermine les valeurs de cellules en utilisant une combinaison pondérée linéairement d'un ensemble de points d'échantillonnage (Chaaban F, 2011). La méthode d'interpolation IDW basée sur l'inverse de la distance, où chaque valeur de la grille est calculée comme une moyenne pondérée des valeurs des points. La pondération est calculée proportionnellement à l'inverse de la distance élevée à une puissance. Elle évalue les valeurs des cellules en calculant la

moyenne des valeurs des points d'échantillonnage dans le voisinage de chaque cellule de traitement (Mentis D, 2013).

Après l'étape de l'interpolation, le territoire Algérien a été subdivisé en sept zones climatiques homogènes pour le refroidissement Zone 1 à Zone 7, comme représenté dans la figure 3.11, et seulement en trois zones climatiques homogènes de chauffage comme représenté dans la figure 3.12 (Ghedamsi R et al, 2016).

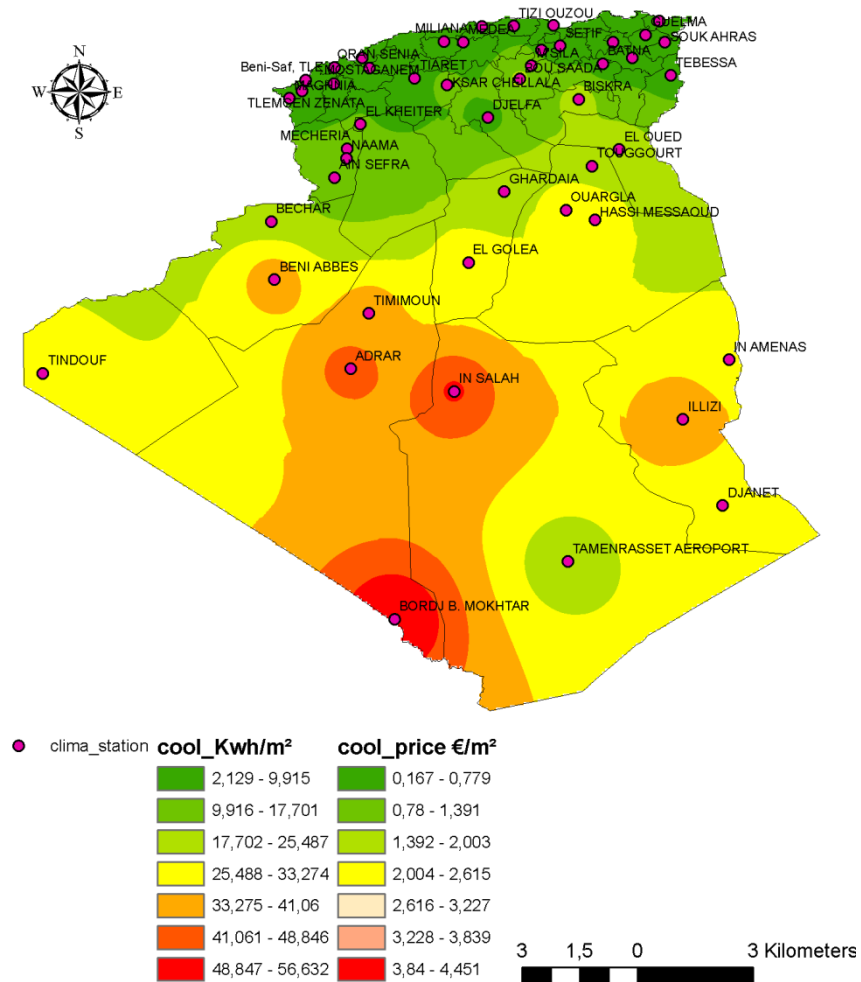


Figure 3. 11 : Zonage climatique de l'Algérie selon les degrés jours de climatisation à base de 26°C.

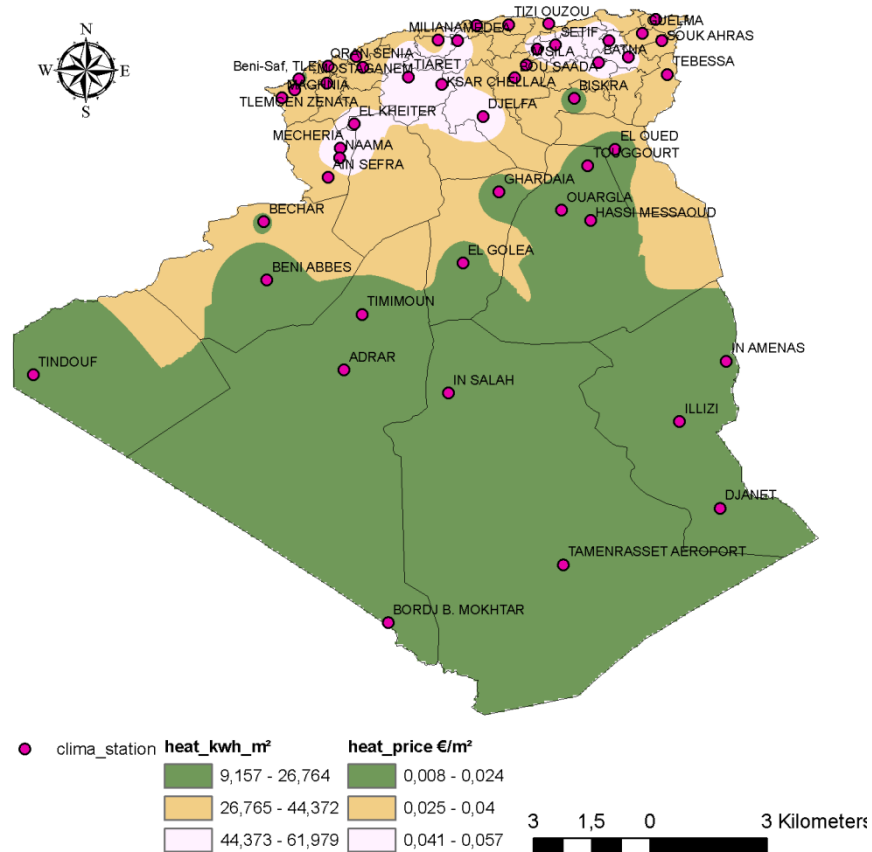


Figure 3. 12 : Zonage climatique de l’Algérie selon les degrés jours de chauffage à base de 18°C.

Un zonage climatique final a été développé basé sur la somme des coûts de chauffage et de refroidissement comme représenté dans la figure 3.13. Ce zonage final est semblable au zonage de refroidissement (figure 3.11), ce qui peut être justifié par la dominance du coût d’électricité devant le coût du gaz naturel (un rapport de 4 fois supérieure dans le cas réel).

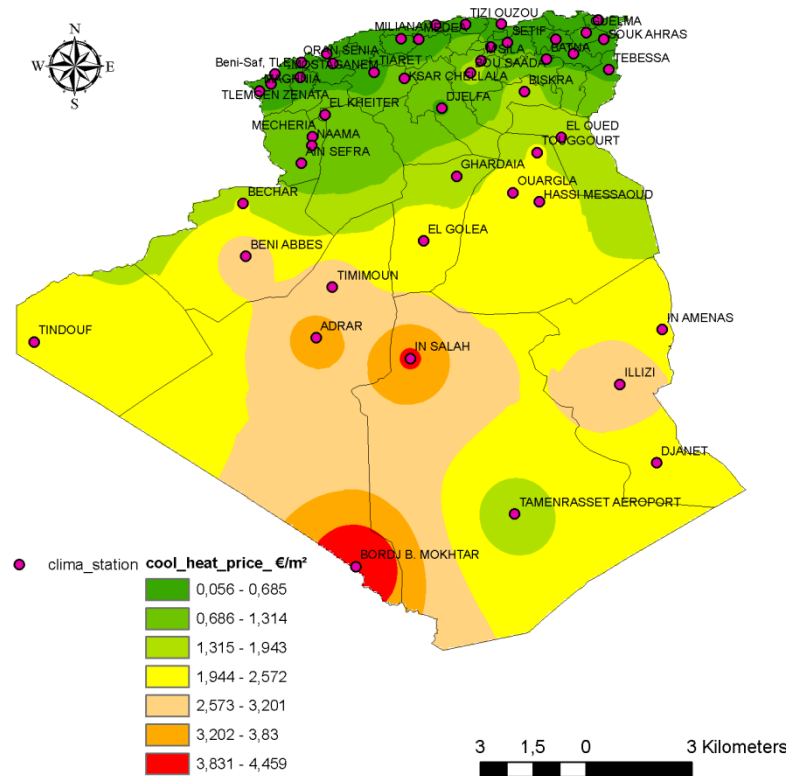


Figure 3. 13 : Zonage climatique final

Les besoins énergétiques et les coûts annuels par unité de surface pour le chauffage et le refroidissement dans les différentes zones obtenues sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 3. 5 : Les besoins énergétiques et les coûts annuels par unité de surface pour le chauffage et le refroidissement.

Zonage Finale	Zonage de refroidissement			Zonage de chauffage		
	Indicateur	Coût €/m ²	Besoins énergétiques kWh/ m ²	Indicateur	Coût €/m ²	Besoins énergétiques kWh/ m ²
Z1	1	4.14	52.62	3	0.016	17.96
Z2	2	3.51	44.61	3	0.016	17.96
Z3	3	2.88	36.60	3	0.016	17.96
Z4	4	2.25	28.58	2	0.032	35,48
				3	0.016	17.96
Z5	5	1.62	20.57	2	0.032	35,48
				3	0.016	17.96
Z6	6	0.99	12.56	1	0.048	53.11
				2	0.032	35,48
Z7	7	0.36	4.54	1	0.048	53.11
				2	0.032	35,48

La demande d'énergie finale par ménage pour le chauffage et le refroidissement dans les sept zones obtenues est donnée par le produit de la consommation spécifique par la surface d'enveloppe de l'espace considéré comme le montre les équations suivantes :

$$E_{rf,i} = E_{r,i} * S_{e,i} \quad (11)$$

$$E_{cf,i} = E_{c,i} * S_{e,i} \quad (12)$$

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 3. 6 : Consommation d'énergie finale par ménage pour le chauffage et le refroidissement.

Zone climatique	Consommation d'énergie finale par ménage en kWh	
	Chauffage	Refroidissement
Zone 1	969.81	2841.75
Zone 2	969.81	2409.03
Zone 3	969.81	1976.31
Zone 4	1185.50	1543.59
Zone 5	1455.48	1110.87
Zone 6	2339.31	678.15
Zone 7	2215.12	245.43

3.3.2.2. Demande d'énergie pour la cuisson et l'Eau Chaude Sanitaire ECS

Le tableau suivant présente la consommation d'énergie finale par ménage pour la cuisson et l'ECS.

Tableau 3. 7 : Consommation d'énergie finale par ménage pour la cuisson et l'ECS.

Services énergétiques	Consommation spécifique par ménage en kWh
Eau chaude	1074
Cuisson	7925

3.3.2.3. Demande d'énergie des autres appareils électroménagers

Le tableau suivant présente la consommation d'énergie spécifique pour les autres appareils électroménagers.

Tableau 3. 8 : Consommation d'énergie finale par ménage pour autres appareils électroménagers.

Services énergétiques	Consommation spécifique par ménage en kWh
Éclairage	518
Réfrigération	353
Congélateur	478
Télévision	278
Lave –vaisselle	653
Micro-ondes	8.4
Fer à repasser	103
Ventilateur	14

3.3.3. Détermination du nombre de ménages pour chaque zone

Le nombre de logements par zone climatique est un déterminant majeur pour calculer la consommation d'énergie dans les différentes zones. Selon le Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH) édité par l'Office National des Statistiques (ONS) pour l'année 2008 (RGPH, 2008), le nombre de la population est détaillé selon le découpage administratif de l'Algérie en 48 wilayas. Cela nous permet de définir le nombre de ménages selon ce type de répartition, par contre le zonage (découpage climatique) développé pour cette étude est totalement différent. La figure 3.14 montre que certaines wilayas incluent plus qu'une seule zone (eg. Wilayas de Tiaret inclus les zones 6 et 7). A cet effet, pour calculer le nombre de ménages pour les différentes zones obtenues, une nouvelle couche d'information à moindre échelle (l'échelle des communes) a été développée. Pour cela, plus de 1500 communes ont été géo-référencées (longitude et latitude), en utilisant le Google Earth Pro version 7.0.3, par des repères rouge comme présente la figure suivante :

Chapitre 3 : Evaluation micro-économique (Bottom-up) de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel



Figure 3. 14 : Localisation de communes algériennes sous Google Earth.

Ces données sont enregistrées dans un fichier avec extension (.kml) sous Google Earth Pro, et ensuite introduites dans l'Arcgis 9.3 pour développer une cartographie de localisation géographique des 1540 communes comme représente la figure 3.15.

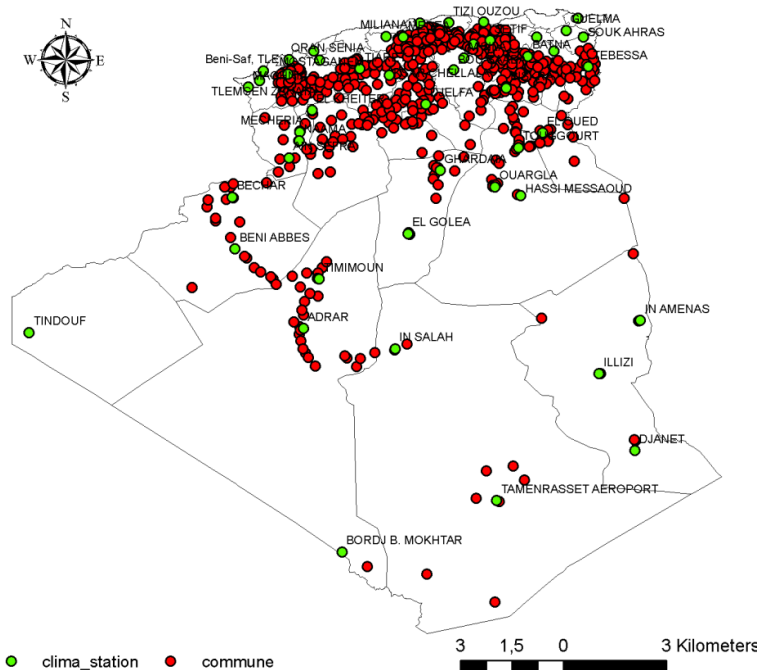


Figure 3. 15 : Localisation géographique des 1540 communes sous Arcgis 9.3

La combinaison des deux couches d'information (zonage final et localisation des communes) nous permet de déterminer le nombre de ménages pour chaque zone climatique,

en utilisant les outils d'analyse spatial disponible sous Arcgis 9.3. Le tableau 3.9 représente les caractéristiques des sept zones obtenues, (pour plus de détails voir annexe tableau 3.b).

Tableau 3. 9 : Caractéristiques des sept zones climatiques obtenues.

Zonage finale	Nombre des ménages	Nombre des ménages occupés	Nombre des ménages occupés raccordés en gaz naturel	Nombre des ménages électrifiés
Z1	12,373	9,871	9,871	9,770
Z2	49,519	39,506	39,506	39,104
Z3	47 106	37,580	37,580	37,198
Z4	196,694	156,920	156,920	155,323
Z5	419,398	334,590	334,590	331,185
Z6	1,126,895	899,021	899,021	889,873
Z7	5,246,683	4,185,732	4,185,732	4,143,140

Pour l'année de base 2010, le taux d'occupation des logements, le taux d'électrification et l'accès au gaz naturel sont prises égale à 97.87% (ONS, 2015), 98.9 % et 100 % respectivement. Pour le gaz naturel le taux réel est égale à 47% (ME, 2015), mais on a considéré que les logements qui n'ont pas accès au gaz de ville, sont alimentés par le gaz de butane.

3.3.4. Taux d'équipement des ménages

La consommation d'énergie de ce secteur ne cesse de croître à cause de l'augmentation du besoin en logement (liée à la croissance de la population et à la modification de sa structure) ainsi que de la hausse du taux d'équipement et du taux d'utilisation des appareils électroménagers par les ménages. Le taux d'équipement des ménages représente la part des ménages possédant le bien en question dans l'ensemble des ménages où certains équipements sont devenus indispensables et leurs taux approchent les 100 %. L'adaptation des ménages dépend principalement de leurs choix d'équipements sur plusieurs années, des dynamiques d'évolution de l'équipement des ménages, de l'efficacité des équipements de conversion entre énergies finales et services énergétiques. Dans le tableau 3.10, nous proposons le taux d'équipement des appareils de climatisation par zone climatique qui varie de 100% pour les zones chaudes à 40% dans les zones froides très peu demandeuse en climatisation.

Tableau 3. 10 : Taux d'équipement pour les appareils de climatisation.

Zone	1	2	3	4	5	6	7
Taux d'équipement en %	100	95	95	90	60	40	40

Le tableau suivant présente le taux d'équipement pour les différents appareils électroménagers (hors climatisation) qui ne dépendent pas du zonage climatique.

Tableau 3. 11 : Taux d'équipement pour les appareils électroménagers

Services énergétiques	Taux d'équipements de ménages en %
Éclairage	100
Réfrigération	100
Congélateur	40
Télévision	100
Lave -vaisselle	100
Micro-ondes	20
Fer à repasser	60
Ventilateur	100
Eau chaude	100
Cuisinière	100

3.3.5. Consommation d'énergie finale et coût par ménage et par zone

La plus grande catégorie d'utilisation d'énergie finale est l'eau chaude et la cuisson avec 46%. La deuxième catégorie la plus importante concerne les appareils électroménagers, qui englobent téléviseurs et autres appareils. La consommation d'éclairage et la réfrigération sont de 8 % et 7 %, respectivement. La consommation d'énergie par ménage pour le chauffage et le refroidissement est également estimée. La figure suivante montre la consommation d'énergie finale et le coût total par ménage et par zone climatique.

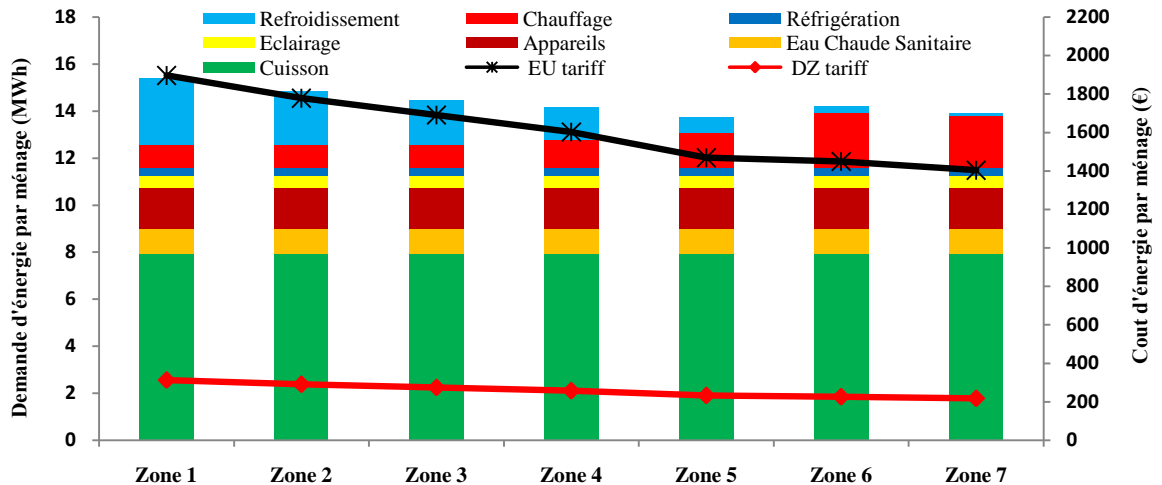


Figure 3.16 : Consommation d'énergie finale et coût par ménage et par zone.

Les conditions climatiques présentent un paramètre important qui influe sur la consommation d'énergie, notamment du chauffage et de refroidissement. Cette influence apparaît pour les différentes zones obtenues dans cette étude, où l'énergie nécessaire pour le refroidissement par ménage dans la zone 1 est de 2,841 kWh alors qu'elle est juste égale à 241 kWh dans la zone 7. En revanche, l'énergie requise pour le chauffage dans la zone 1 est de 969 kWh, qui est presque le double de la consommation énergétique dans la zone 7. D'autre part le coût énergétique total par ménage est le plus élevé dans la zone 1 (1,896 €) et la zone 2 (1,778 €) (climat aride au sud de l'Algérie) pour être plus acceptables pour les zones 3 et 4 avec 1,602 € et 1,690 € respectivement. Dans les zones 5, 6 et 7, le coût est moins important et atteint une moyenne de 1,440 €. Cette disparité des coûts entre les différentes zones, n'est pas clairement apparue avec l'utilisation du tarif algérien. Ceci est principalement dû à la baisse des prix unitaires de gaz et d'électricité qui sont subventionnés par l'état.

La consommation totale d'énergie est plus importante dans la zone 7 au nord du pays avec 73% de la consommation totale, par contre pour la zone 1 située au sud du pays, elle ne représente que 0.2%. Cette diversité est due essentiellement à la répartition de la population qui sont concentrés dans le nord (un pôle administratif et économique). La figure ci-dessous indique la répartition de la demande d'énergie finale par zone climatique.

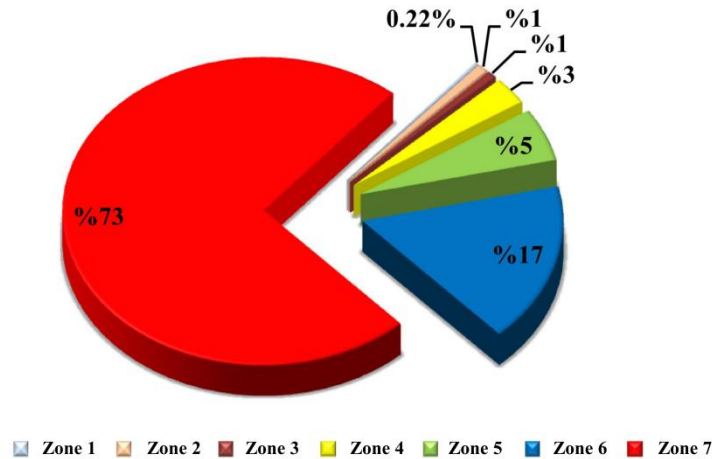


Figure 3. 17 : Répartition de la demande d'énergie finale par zone climatique (Ghedamsi R et al, 2016).

3.4. Prévision de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel à l'horizon 2040

La projection est un processus itératif qui vise à préparer aujourd'hui à demain. Il n'est pas seulement de prédire l'avenir, mais également pour développer des scénarios basés sur les données disponibles (Observatoire de l'Energie, 2005). En outre, il s'agit d'explorer quels sont les futurs possibles des tendances fondées sur la situation actuelle, pour aider à déterminer les actions à mettre en œuvre pour le long terme, en terme d'économie et maîtrise de la demande d'énergie (François de Jouvenel, 2009), (Wang Z et al, 2016). La constitution d'un scénario de long terme s'articule autour de certain nombre d'hypothèses (tirés à partir des rapports et des statistiques nationales) argumentées relatives au contexte démographique et économique (activité des secteurs, nombre de ménages, taux de raccordement en gaz et en électricité, prix internationaux des combustibles, etc.) (Sluiveld M A E et al, 2016). Les principales hypothèses, utilisées dans cette étude, pour la prévision de la demande en énergie finale du secteur résidentiel algérien sont détaillées ci-dessous :

3.4.1. Hypothèses de prévision

3.4.1.1. Population

La population figure parmi les facteurs qui ont un impact direct sur la consommation énergétique du secteur résidentiel puisqu'il influence le nombre d'appareils ménagers ainsi que le nombre des logements devant être chauffés, refroidies et éclairées. A cet effet, une analyse des données de l'évolution et la répartition géographique de la population est

nécessaire. Selon le Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH, 2008) et pour une approche d'Aménagement du Territoire, telle que développée dans le Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT, 2010), la population résidente dans le pays s'élève à 34,1 millions d'habitants en 2008 dont 63% des habitants sont regroupés dans le Nord sur 4% du territoire national. 28% sont localisés sur les Hauts-Plateaux soit 9% du territoire alors que le Sud, c'est-à-dire 87% du territoire n'accueille que 9%. Le nombre de population continue à croître pendant les dernières années pour atteindre 39,31 millions en 2013 (World Bank, 2014). L'historique du taux d'accroissement annuel moyen (TCAM) de la population entre 1966 et 2008 a évolué comme suit :

Tableau 3. 12 : Taux d'accroissement annuel moyen de la population entre 1966 et 2013 (SNAT, 2010), (United Nations, 2012).

Année	1966 – 1977	1977 – 1987	1987 – 1998	1998 – 2008	2008-2013
TCAM (%)	3.21	3.06	2.15	1.6	1.65

Le tableau.3.12 présente une baisse continue du taux de croissance depuis l'année 1966 de 3.21% pour atteindre 1.6 % en 2008. Pour la période 2008-2013, le taux de croissance se stabilise à une valeur d'environ 1.6 %. Pendant la période de projection, le taux de croissance annuelle moyenne de la population, qui a été adopté, est de 1,6 % (SNAT, 2010). Ce taux de croissance indique que la population totale sera d'environ 48.3 millions d'habitants en 2030 (ce chiffre qui été confirmé par les résultats présenté dans le SNAT). La population atteindra environ 60 millions d'habitants en 2040 en utilisant le même taux de croissance.

3.4.1.2. Parc des logements

Le nombre de ménages a augmenté, passant de 6.9 millions en 2008 à 7.2 millions de logements en 2010 (Portail Du Premier Ministre, 2015). Selon le programme quinquennal 2010-2014 (Programme de développement quinquennal 2010-2014, 2010), 2 millions de logements sont réalisés, dont 1.2 million sont livrés durant le quinquennat, avec une moyenne de 200,000 logements par an, l'auto-construction est de l'ordre de 20,000 maisons par an. Le reste (0,8 million) sont mis en chantier avant la fin de l'année 2014, et seront livrés dans les trois prochaines années (2015-2017). Nous avons supposé de continuer avec le même ratio durant la période de projection par la réalisation de 220,000 logements par an. Le taux des

logements occupés passera de 79,5 % en 2010 à 92,4 % en 2040, avec un taux de croissance moyen de 0,5 %.

3.4.1.3. Raccordements en électricité et en gaz naturel

L'accès à l'électricité et au gaz naturel est un facteur essentiel pour l'utilisation d'énergie dans le ménage. Sans électricité, les appareils électriques ne peuvent pas être employés et sans gaz, on est obligé à employer les sources d'énergie traditionnelles, telles que le bois et les résidus agricoles pour le chauffage, la cuisson et l'eau chaude sanitaire. Selon la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) (GREG, 2015), environ 98 % de la population algérienne est reliée à la grille nationale en 2010, pour atteindre en 2013, 99.3%. Avec un taux de croissance moyen annuel (AAGR) de 0.5% par an, nous avons supposé dans ce modèle que, après 2015, tous les ménages seront électrifiés (100%). Pour le raccordement en gaz naturel, la distribution publique a enregistré ses plus hauts niveaux depuis 1980, où en 2011 a atteint 47.4 % (ME, 2015), et nous prévoyons une augmentation de ce taux à l'avenir. Dans cette étude, nous concédons que tous les logements sont alimentés par le gaz naturel, parce que même si le gaz naturel n'est pas disponible pour certains ménages, le butane est utilisé pour le remplacer.

3.4.2 Description des scénarios

Un scénario est une description cohérente de la façon dont un système énergétique pourrait évoluer avec le temps sous un ensemble de conditions donné (Feng Y.Y et al, 2012). Afin de démontrer la future consommation d'énergie et évaluer les économies d'énergie dans le secteur résidentiel, deux scénarios ont été analysés dans cette étude, le scénario tendanciel (Business-As-Usual BAU) et le scénario volontariste.

3.4.2.1. Scénarios tendanciel

Le scénario tendanciel suppose que les tendances du passé continuent dans l'avenir et aucune nouvelle politique énergétique ou environnemental n'a été mise en œuvre (Li L et al, 2010), Ce scénario représente l'évolution de la demande d'énergie de secteur résidentiel algérien pendant 30 ans de projection. Les technologies actuellement utilisé dans le secteur des bâtiments sont principalement déterminées par le type de carburant disponible pour fournir les demandes de services énergétique (Chaturvedi V et al, 2014). Dans le secteur résidentiel algérien, le refroidissement, l'éclairage et les d'appareils électroménagers

dépendent de l'électricité. Tandis que la cuisson, le chauffage et l'ECS dépendent du gaz naturel (Ghedamsi R, 2015). Le tableau 3.13 montre la technologie et le carburant utilisés pour chaque service énergétique. Dans le scénario tendanciel, on considère que les dispositifs utilisés pour le refroidissement sont des systèmes à compression mécanique avec un COP de 2.5 et pour l'éclairage, on utilise des lampes à incandescences. L'évolution de la demande d'énergie finale selon le scénario tendanciel est donnée dans la figure 3.13.

Tableau 3. 13 : Equipement des ménages algérien et carburant utilisé selon les deux scénarios.

Services énergétiques	Scénario tendanciel (BAU)	Scénario volontariste	Energie utilisée
Refroidissement	Climatiseur à compression mécanique COP=2,5	Climatiseur à absorption COP=1, COP = 1,5	électricité /gaz
Chauffage	Chauffage	Chauffage	gaz
Éclairage	Lampes à incandescence	LBC (Lampe à Basse Consommation)	électricité
Cuisson et ECS	Cuisinière et chauffe eau	Cuisinière et chauffe eau	gaz
Appareils électroménagers	(réfrigérateur, congélateur, TV, ventilateur, micro-ondes, fer à repasser)	(réfrigérateur, congélateur, TV, ventilateur, micro-ondes, fer à repasser)	électricité

3.4.2.2. Scénarios volontariste

Avec l'augmentation de la demande énergétique dans le scénario tendanciel, une nouvelle approche pour réduire cette augmentation est donc nécessaire. L'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes à usage final est l'une des manières les plus importantes de réduire la consommation d'énergie (Moshiri S et al, 2012). Pour cette raison, un scénario volontariste a été développé dans cette étude fondé sur deux hypothèses spécifiées aux systèmes d'éclairage et de refroidissement (climatisation) comme détaillé ci-dessous :

a- Éclairage : l'éclairage est présent dans chaque ménage et représente une part considérable (32 % selon des études de l'APRUE) de la consommation d'électricité des ménages et environ 8% de la demande énergétique totale du secteur résidentiel. Actuellement, la plupart des ménages utilisent des lampes à incandescences pour éclairer. Dans le scénario tendanciel, tous les ménages considérés utilisent des lampes traditionnelles (à incandescences). Dans le

scénario volontariste, les logements neufs construits sont considérés utilisant des Lampes à Basse Consommation (LBC) qui sont plus efficaces que les lampes à incandescences. Les économies d'énergie électrique réalisées en 2040 dans l'éclairage par rapport au scénario tendanciel sont présentées dans la figure.3.22.

b- Refroidissement: Dans ce scénario, nous supposons que le système à absorption substituera les dispositifs de compression. Le système à absorption comporte un ensemble de condensation-évaporation classique comparé aux systèmes à compression mécanique. Le générateur reçoit la puissance thermique nécessaire à la désorption de la solution Eau-LiBr (figure 3.18). Cette désorption transforme la solution riche en solution pauvre et chaude qui est renvoyée via une vanne, pouvant être commandée, vers l'absorbeur à travers un échangeur récupérateur. La solution pauvre s'enrichit dans l'absorbeur grâce à la vapeur d'eau arrivant de l'évaporateur. Elle y cède une puissance thermique qui permet la sorption de cette vapeur. Elle est ensuite refoulée par une pompe vers le générateur. Le système comporte un échangeur récupérateur entre la solution chaude provenant du générateur et la solution froide qui arrive de l'absorbeur. La vapeur d'eau séparée de la solution dans le générateur constitue le fluide frigorigène et s'écoule vers le condenseur où elle est refroidie et condensée avant d'être détendue par une vanne, pouvant elle aussi être commandée, et réintroduite dans l'évaporateur où l'on obtient l'effet utile. De cette façon, le fluide frigorigène parcourt un cycle.

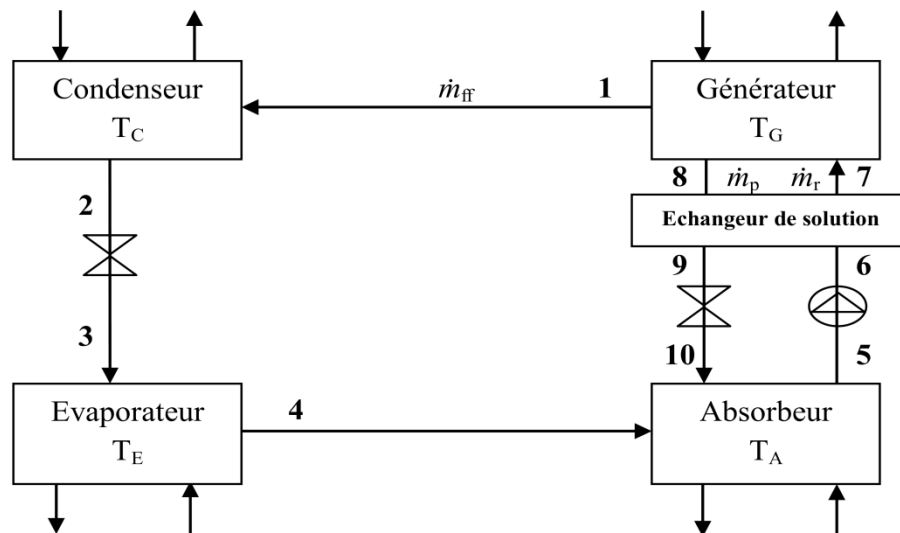


Figure 3. 18 : Schéma de base d'un système de réfrigération par absorption.

▪ **Coefficient de performance**

Le coefficient de performance d'un système de réfrigération par absorption est défini par le rapport entre l'effet utile obtenu et la dépense énergétique. Il s'exprime comme suit:

$$\text{COP} = \frac{Q_E}{Q_G + W_{POM}}$$

Où :

- Q_E est la puissance thermique absorbée par le fluide frigorigène au niveau de l'évaporateur et qui s'exprime comme suit:

$$Q_E = (h_4 - h_3) \quad (23)$$

- Q_G Est la chaleur fournie au générateur par la source thermique extérieure nécessaire pour extraire le fluide frigorigène de la solution et qui s'écrit comme suit :

$$Q_G = \dot{m}_{ff} h_1 + \dot{m}_p h_8 + \dot{m}_r h_7 \quad (19)$$

- W_{POM} est la puissance consommée par la pompe de circulation qui transporte la solution riche en frigorigène vers le générateur à haute pression et qui s'écrit comme suit :

$$W_{POM} = \dot{m}_r (h_6 - h_5) \quad (16)$$

Il existe plusieurs configurations des cycles à absorption classiques (frigorigènes ou thermiques) dont les plus importantes sont comme suit:

- **Cycle frigorigène à absorption à simple effet** : La figure 3.19 montre le cycle frigorigène à absorption avec ses différentes parties comme le condenseur et le l'absorbeur qui rejettent de la chaleur inutile dans l'environnement, le désorbeur (générateur) qui prélève une quantité de chaleur d'une source à plus haute température et l'évaporateur qui pompe de la chaleur dans l'enceinte à refroidir, produisant ainsi une froideur utile.

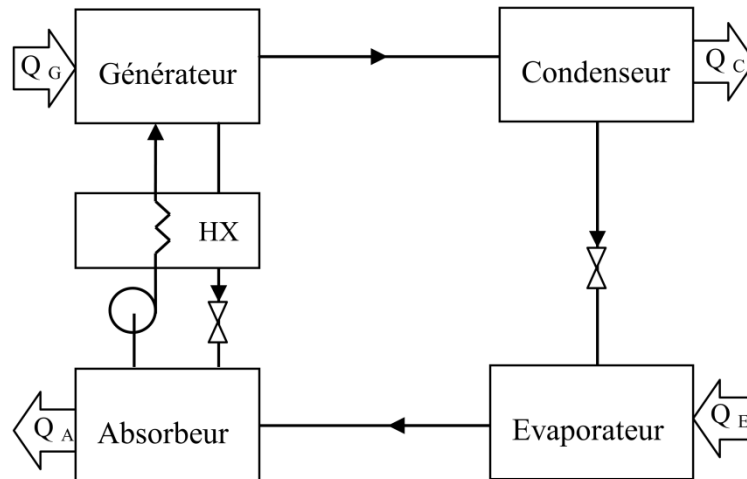


Figure 3. 19 : Cycle frigorifique à absorption à simple effet.

- **Cycles frigorifiques à plusieurs effets** : L'objectif du cycle frigorifique à plusieurs effets est d'augmenter la performance du système à absorption, ou accroître leur domaine d'utilisation possible, en faisant usage de systèmes à étages, ou effets multiples. Les variantes possibles sont nombreuses surtout si l'intérêt porte sur la production simultanée de froid et de la chaleur. Le cycle frigorifique à absorption à double effet a été introduit durant la période allant de 1956 à 1958. La Figure 3.20 montre un tel cycle utilisant le système LiBr/eau, où la vapeur du réfrigérant générée par le générateur à premier effet est condensée à haute pression dans le générateur à second effet. Cependant la chaleur rejetée est utilisée pour produire une vapeur supplémentaire du réfrigérant à partir de la solution provenant du générateur à premier effet. (La chaleur issue de la condensation de la vapeur du réfrigérant est utilisée dans le générateur II) Si toute la vapeur du réfrigérant provenant du premier générateur se condense dans le second générateur, le COP du système devrait être deux fois celui du système à simple effet correspondant (Zermane O E, 2012).

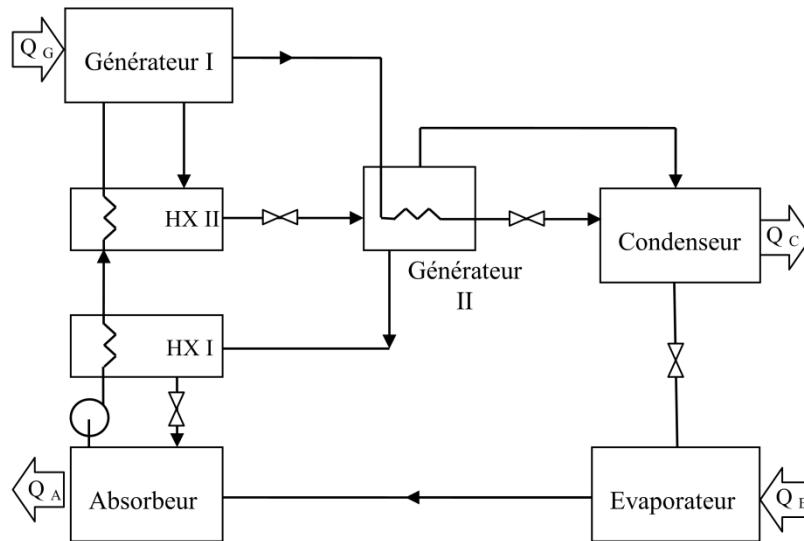


Figure 3. 20 : Cycle frigorifique à absorption à double effet opérant à trois niveaux de pression: haute, modérée et basse.

▪ Introduction du système de refroidissement à absorption

Le système de refroidissement à absorption peut être introduit à hauteur de 20% de la charge de refroidissement en 2015. Cinq ans après (en 2020), la pénétration du système à absorption s'élèvera à 70% pour être à 100% en 2025. Les raisons qui encouragent l'utilisation du système à absorption sont la disponibilité d'une grande réserve en gaz naturel et le développement d'un réseau de distribution très efficace et répandu pendant les années récentes, où un très grand nombre de ménages ayant accès au gaz naturel. Les coûts d'électricité (4.178 DA/kWh) sont quatre fois supérieurs que les coûts du gaz naturel (1.11 DA/kWh), ainsi le coût d'une unité de réfrigération obtenue par absorption est beaucoup plus inférieure à celle produite par compression mécanique. L'utilisation des équipements de réfrigération par absorption en utilisant le gaz pour se refroidir peut réduire les coûts de refroidissement d'un bâtiment, en éliminant la majeure partie de la demande électrique (kWh) liée à fournir le refroidissement. En plus, les systèmes de refroidissement en gaz naturel ont une plus grande efficacité que d'autres systèmes électriques semblables. Seulement 5-10% de la ressource en énergie carburant est perdu avec un système de gaz, alors que cette perte est de l'ordre de 65 à 75% dans le cas de l'utilisation de l'électricité (production + distribution) de la ressource énergétique initiale (Shekarchian M et al, 2011).

3.5. Analyse de résultats

3.5.1 Demande d'énergie finale dans le scénario tendanciel

L'utilisation d'énergie dans le secteur résidentiel inclut l'énergie pour le chauffage, le refroidissant, la cuisson, l'éclairage et pour les appareils électriques. La figure 3.21 illustre la projection de la demande énergétique dans le scénario tendanciel sur la période 2010 – 2040. Les résultats de ce scénario de référence montrent une croissance de la consommation totale d'énergie sur la période de projection, par une moyenne de 2.9 % par an, de 80TWh en 2010 jusqu'à 180TWh en 2040. Cette augmentation est due principalement à la hausse du nombre de ménages climatisés (ou conditionnés) et de l'expansion rapide de l'intégration des appareils électriques dans le secteur résidentiel.

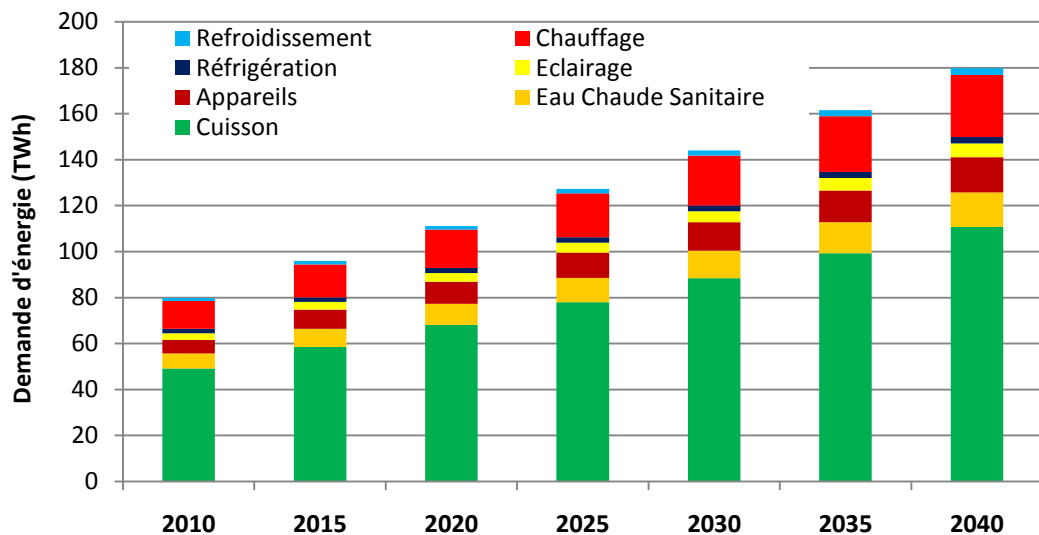


Figure 3. 21 : Evolution de la demande énergétique dans le scénario tendanciel.

3.5.2. Demande d'énergie pour l'éclairage dans les différents scénarios

La consommation d'électricité destinée à l'éclairage dans le secteur résidentiel algérien atteint 2.9 TWh en 2010. Sous l'avancement de construction des nouveaux logements et la croissance démographique dans le scénario tendanciel, cette consommation d'électricité atteindra 5.98 TWh en 2040. Pour le scénario volontariste, la contribution des lampes à basse consommation dans les nouvelles constructions mènera à l'économie d'énergie de plus de 20% pour l'année 2020 et plus de 35% pour l'année 2040, comme il est présenté dans la figure.3.22.

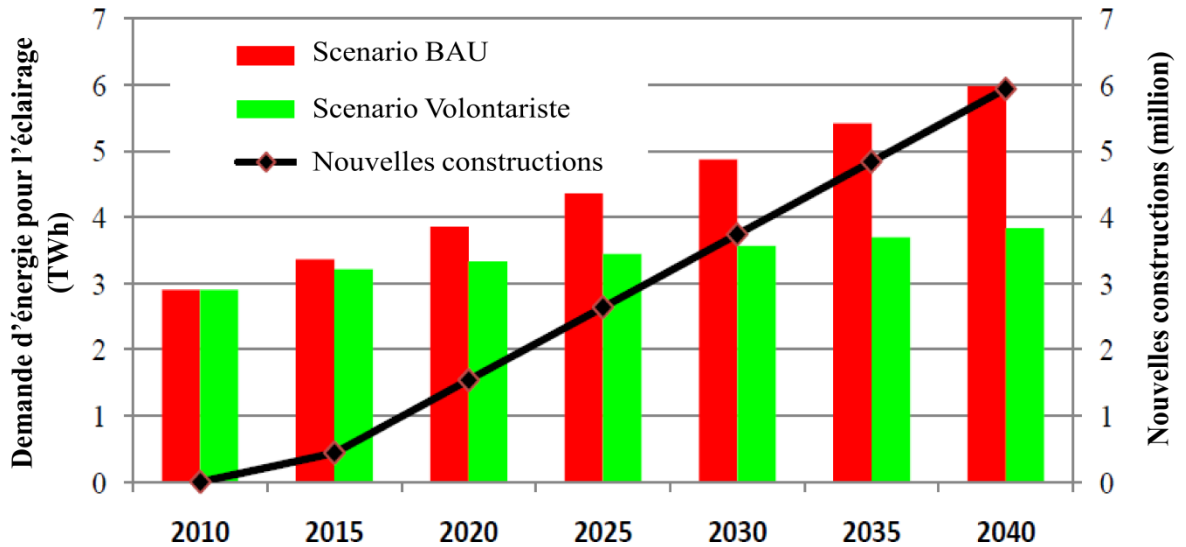


Figure 3. 22 : Evolution de la demande d'énergie pour l'éclairage dans les différents scénarios.

3.5.3. Demande énergétique et coûts totaux du système de conditionnement d'air dans les différents scénarios

L'Algérie possède des réserves en gaz importantes qui ont été estimées à environ 4.5 trillion de mètres cubes en 2013 (BP, 2014). Le prix du gaz naturel en Algérie est beaucoup plus inférieur à celui de l'électricité.

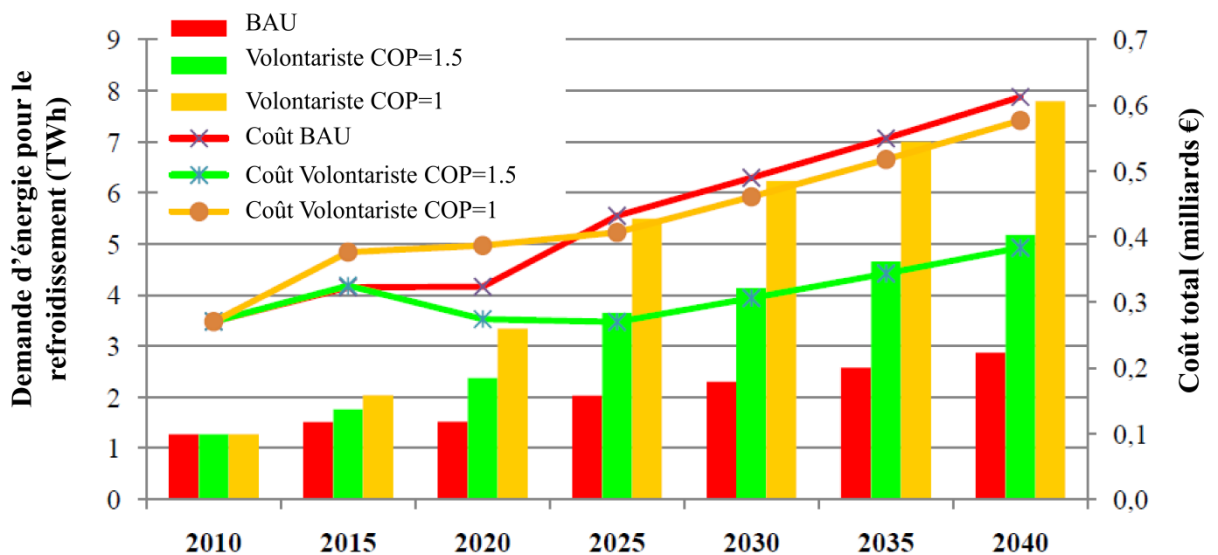


Figure 3. 23 : Demande d'énergie pour le refroidissement selon les deux scénarios.

La figure 3.23 montre la consommation et le coût total d'énergie pour le conditionnement d'air à travers les deux systèmes (à absorption et à compression mécanique)

à l'horizon 2040. Les résultats prouvent que la demande d'énergie pour le conditionnement d'air utilisant des systèmes à absorption est beaucoup plus importante que pour les systèmes à compression mécanique, mais puisque le prix du gaz naturel est beaucoup plus inférieur à celui de l'électricité, le coût total de l'énergie consommée pour les systèmes à compression est nettement supérieur à celui des systèmes à absorption. Cette différence entre les deux coûts augmente au fil des années pour atteindre une économie d'énergie égale à la moitié de la consommation énergétique en 2040 où le taux d'intégration du système à absorption atteint 100%. Cette différence est évaluée à 230 millions d'euros pour un COP égal à 1.5.

3.5.3.1. Économie d'énergie pour le refroidissement dans le scénario volontariste

L'économie en énergie dans le scénario volontariste ne peut être apparait au niveau de la consommation final. Par ailleurs, il est important de noter que l'évaluation des économies d'énergie générées par un système à absorption doit être ramenée en énergie primaire lorsqu'on compare à des systèmes à compression mécanique. Pour cette raison, un schéma explicatif de la chaîne d'énergie pour chacun des deux systèmes a été présenté dans la figure 3.24. L'énergie primaire est définie par la somme de l'énergie finale consommé au point de distribution plus les pertes de production, due à l'efficacité du système de conversion, plus les pertes de transport et de distribution. Pour un système à compression mécanique alimenté par l'électricité, la consommation d'énergie primaire inclut des pertes de production (45-55%) au niveau de la centrale de production (Shekarchian M et al, 2011), transport et de distribution de l'électricité (20%) (World Bank, 2014). Pour un système à absorption alimenté directement par le gaz naturel avec aucun processus de conversion, la consommation d'énergie primaire inclut les pertes de carburant éprouvées dans le transport et la distribution (5-10%) (Shekarchian M et al, 2011).

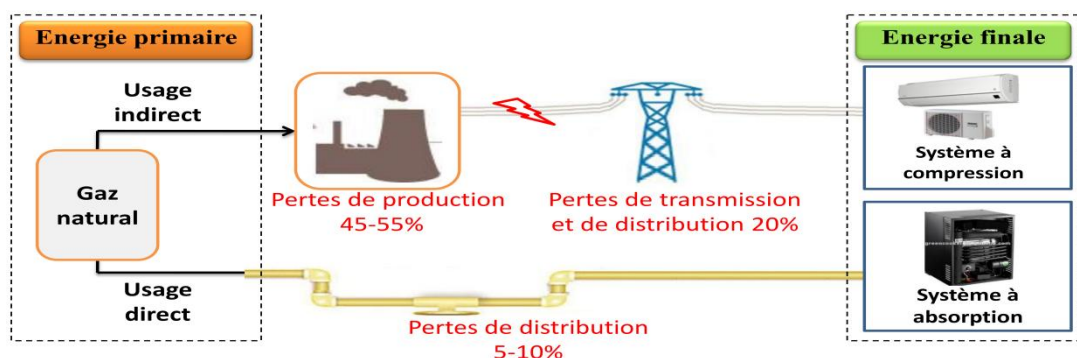


Figure 3. 24 : Schéma explicatif de la chaîne d'énergie pour les deux systèmes à absorption et à compression.

La consommation d'énergie primaire E_p pour chaque système est donnée par l'équation suivante:

$$E_p = E_{r,tot} / (1 - \sum_i Per_i / 100) \quad (13)$$

Où : $E_{r,tot}$ représente la consommation d'énergie finale, Per_i représente les pertes de production, de transmission et de distribution en %.

La figure.3.25 présente la demande d'énergie primaire (gaz naturel) pour le refroidissement selon les deux scénarios.

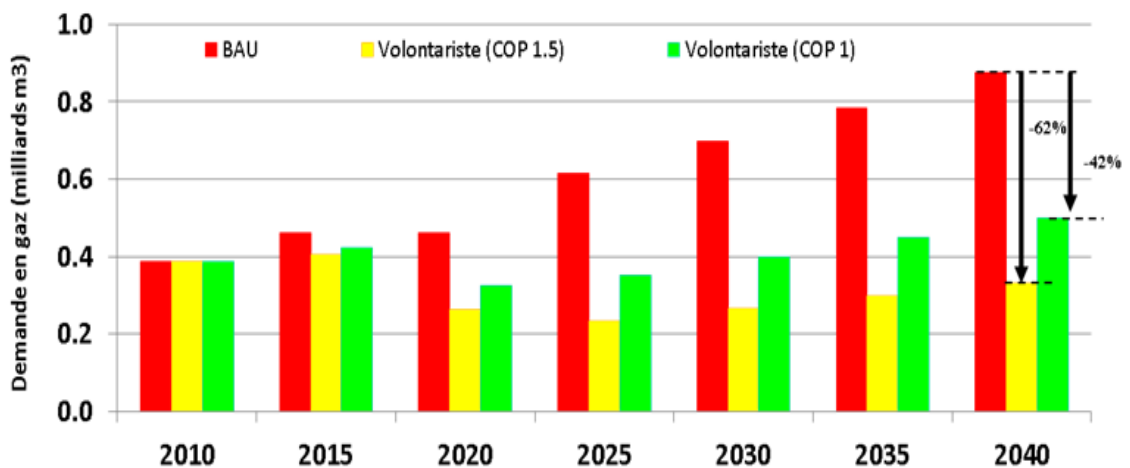


Figure 3. 25 : Economie en énergie primaire (gaz naturel) pour le refroidissement.

Dans le scénario tendanciel où BAU la demande d'énergie primaire est évolue de 0.386 milliard m^3 en 2010 pour atteindre 0.874 milliard de mètres cubes en 2040. Cette évolution est moins importante selon le scénario volontariste où on distingue deux périodes :

- 1^{er} période allant de 2010 à 2020 : pour les cinq premières années, avec un faible taux d'intégration du système à absorption qui est inférieur à 20%, une légère réduction de la consommation d'énergie aura réalisé pour le COP 1.5 et pour le COP 1.

Le taux d'intégration du système à absorption continuent a évolue pour atteindre 70% en 2020, où des économies d'énergie pourraient être réalisées 1.6% et 32% pour COP de 1 et COP de 1.5 respectivement.

- 2^{ème} période allant de 2020 à 2040 : A l'horizon 2040, où le taux d'intégration du système à absorption atteindra 100 %, les économies d'énergie pourraient atteindre 62% et

42% pour un système à absorption avec un COP de 1.5 et COP 1 par rapport au scénario tendanciel.

3.6. Conclusion

Ce chapitre focalise sur la prévision de la demande énergétique du secteur résidentiel en Algérie à l'horizon 2040, où l'évaluation de la consommation d'énergie pour l'année de base, est calculée par une modélisation prospective microéconomique. Deux scénarios ont été élaborés pour cette démarche, un scénario tendanciel et un autre volontariste. Dans le scénario tendanciel, la consommation d'énergie augmentera par une moyenne de 2.9 % par an de 80TWh en 2010 jusqu'à 180TWh en 2040. Cette évolution est essentiellement due à la croissance rapide du nombre de bâtiments climatisés et de l'expansion rapide de l'utilisation des appareils électriques.

La réalisation d'un scénario volontariste avec l'intégration des systèmes plus performant (LBC pour l'éclairage et système à absorption pour le refroidissement) permet de minimiser la facture énergétique et économique au niveau du citoyen et ainsi de contribuer à la préservation des ressources énergétiques, notamment le gaz naturel. En outre, la prévision de la demande énergétique et l'analyse des scénarios permettons de considérer différentes conditions possibles dans le secteur résidentiel à l'avenir. Cette approche constitue un volet fondamental pour un processus de planification et des politiques de maîtrise de la demande.

Chapitre 4

Modélisation de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier en Algérie

4.1. Introduction

La dégradation de l'état de l'environnement est marquée par la pollution urbaine ainsi, que la pollution industrielle. Si autrefois les industries polluaient l'air de nos villes, actuellement c'est surtout la circulation des véhicules motorisés qui est la principale source de la pollution atmosphérique qui affecte non seulement la santé des citoyens mais entraîne également des impacts sur l'environnement. En Algérie, le secteur des transports, qui représente à lui seul environ 36% de la consommation totale du pays, l'essentiel de l'énergie consommée dans ce secteur provient des dérivés du pétrole. Il est considéré comme l'une des premières sources de pollution avec des émissions atteignant 40 millions de tonnes équivalent CO₂, soit un taux de 46% des émissions de gaz à effet de serre. Pour réduire sa facture et sa dépendance énergétique et diminuer ses émissions de gaz à effet de serre, l'Algérie doit faire un effort vigoureux de maîtrise de l'énergie dans le secteur de transport routier.

Dans ce contexte, l'hydrogène carburant semble une solution particulièrement attrayante aux yeux du grand public. Il apparaît comme le carburant rêvé de demain, puisqu'il possède un très fort pouvoir calorifique, et ne contenant aucun carbone, il n'émet pas de CO₂ durant sa combustion et permet de limiter les polluants (Ahmed A et al, 2015).

Par le biais d'une modélisation et prévision énergétique, cette étude souhaite mettre en évidence les gains d'économie d'énergie et des émissions polluantes pouvant être faits, dans un scénario volontariste, pour le secteur de transport routier en Algérie. La première étape de cette étude sera consacrée à la présentation du contexte énergétique du secteur des transports, et particulièrement le secteur de transport routier. Par la suite nous prévisions la consommation d'énergie dans le secteur routier, en se basant sur un modèle de prévision en combinaison avec des données statistiques provenant de différents organismes. Les besoins en énergie pour 2045 sont estimés pour deux scénarios, à savoir un scénario tendanciel (de référence) qui poursuit dans la même voie sans modification et ne prene pas en compte les interventions futures, et un scénario alternatif (volontariste), dans lequel en introduisant de nouvelles voies d'économie et d'efficacité énergétique tels que l'intégration de l'hydrogène comme un carburant alternatif.

4.2. Contexte énergétique du secteur des transports

L'Algérie dispose d'infrastructures de transport et de communication ainsi que des services associés. Toutefois, leur organisation doit maintenant être en cohérence avec les besoins de l'économie et la mondialisation. L'extension et la mise en réseau des infrastructures ainsi qu'un profond renouvellement des services et des démarches de planification associés apparaissent nécessaires pour appuyer la compétitivité et l'attractivité du territoire.

Par secteur d'activité, le transport est l'un de plus consommateur de l'énergie finale en Algérie. En 2013, le secteur des transports représente 36 % de la consommation d'énergie finale suivi par le secteur résidentiel avec 32%, puis 21% et 11% pour le secteur de l'industrie et BTP et autres, respectivement, selon les données de Ministère de l'Energie (ME, 2015).

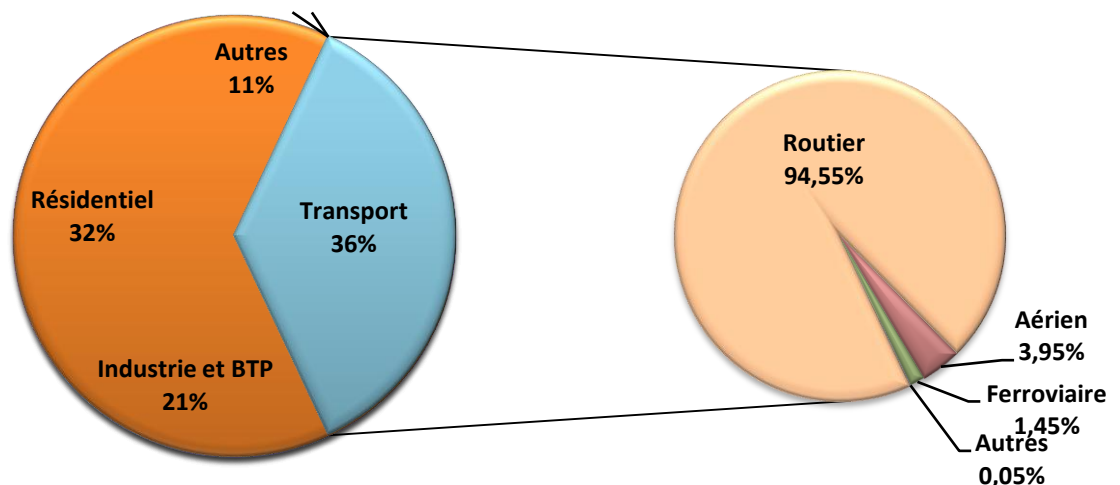


Figure 4. 1 : Consommation énergétique finale par secteur, en 2013.

La consommation énergétique du secteur des transports en 2013 a connu une hausse de 3.6% pour atteindre 13.88 Mtep (13.37 Mtep en 2012), tirée par l'accroissement de la consommation du transport routier. Par produit, plus de 90% des produits pétroliers sont consommés par le secteur du transport. La consommation énergétique du transport peut être divisée en quatre type de transports: routier, aérien, ferroviaire, et maritime.

4.2.1. Le développement des infrastructures et des transports

Les infrastructures de base en Algérie sont à la dimension du territoire. Leur développement sera un atout pour l'économie. Avec environ 117,498 km en 2014, le réseau

routier algérien est le plus important du Maghreb, dont; 30,828 km routes nationales, 24,705 km chemins de Wilayas, 60,733 km chemins communaux, et 1,132 km Autoroutes et voies express (Plan, 2014).

4.2.1.1. Transport routier

Le transport routier est prédominant par rapport aux autres modes de transport. Le réseau routier prend en charge près de 90% du trafic intérieur de passagers et de marchandises (SNAT, 2010). Le parc algérien est alimenté à 93 % par l'importation de l'étranger, principalement d'Europe. La production nationale de véhicules se limite aux véhicules industriels (camions, autocars, tracteurs agricoles). Le parc automobile est en croissance depuis 1975 et atteint en 2013 près de 5,123,705 véhicules. Ils fonctionnent à 65.8 % avec de l'essence comme carburant. Ce parc présente une importante tendance au vieillissement. L'âge moyen des véhicules est de l'ordre de 20 ans (ONS, 2013). Le réseau routier présente deux axes d'échange : un axe Est-Ouest et un axe Nord-Sud. Il supporte près de 87 % des volumes transportés.

4.2.1.2. Transport ferroviaire

Le réseau ferroviaire s'organise à partir de la Rocade Nord, reliant, d'Est en Ouest, les principales villes, ports et zones industrielles du nord du pays. De cet axe, quatre lignes pénétrantes gagnent le Sud, dont une seule comporte un écartement standard. La majeure partie du réseau est à voie unique. La part du transport ferroviaire dans le secteur des transports du pays comptant seulement pour 7 à 8%, il s'est montré encore moins réactif, et surtout moins concurrentiel, que le transport routier (SNAT, 2010).

Programme d'élargissement du réseau ferroviaire où 2,000 km sont en cours de réalisation outre les 6,500 km en étude. Le réseau qui devra s'étendre à l'avenir sur 12,500 km contre 4,000 km actuellement connaîtra par ailleurs le lancement de plusieurs projets de développement notamment en matière d'éclairage, d'électrification des lignes et de formation des travailleurs du secteur dans le domaine de gestion et de maintenance. Le secteur va se doter de trains modernes de transport de voyageurs atteignant une vitesse de 220 km/heure et de transport de marchandises d'une vitesse de 120 km/heure (AI, 2015). Le réseau dispose de 200 gares et de 200 embranchements en direction des ports et des zones industrielles.

4.2.1.3. Transport maritime

Le transport maritime assure la quasi-totalité du commerce extérieur. Actuellement, le littoral algérien compte 51 infrastructures maritimes : 11 ports de commerce, 2 ports spécialisés en hydrocarbures Arzew et Skikda qui assurent la totalité du trafic pétrolier, 41 ports de pêche et un port de plaisance. Entre 2000 et 2012, 19 infrastructures portuaires (ports de commerce et de pêche) et 4 plates-formes aéroportuaires (aérodromes et pistes d'atterrissage) ont été construites durant cette période (AI, 2015). Les ports d'Alger, d'Oran et d'Annaba assurent à eux seuls près de 70 % du trafic.

4.2.1.4. Transport aérien

L'Algérie a développé son secteur du transport aérien de manière à en faire un véritable moyen d'intégration au niveau régional et international. Les aéroports ouverts à la circulation aéronautique civile sont de 32 plates-formes. Depuis des années un programme de modernisation et de réhabilitation touche les aéroports du pays. L'Algérie compte 35 aéroports, dont 13 internationaux. Le plus important est l'Aéroport d'Alger avec une capacité, de plus de 6 millions de passagers par an (Plan, 2015).

4.2.1.5. Transport urbain

En Algérie, le secteur des transports connaît une véritable mutation. Un grand nombre de projets ont été réalisés ou sont en phase de réalisation, afin de rendre ce secteur plus performant et plus efficace dans sa contribution dans le développement économique du pays.

A Alger une mise en service de la ligne de métro "Grande Poste-Place des Martyrs" est prévue pour 2016, et ce, sur 1.7 km. Le futur métro d'Oran permettra un trafic d'environ 32 000 passagers par jour. Des projets de tramways, sont sur le point d'être entamés de "manière progressive" dans les wilayas d'Annaba, de Sétif, de Ouargla, de Batna, de Mostaganem et de Sidi Bel-Abbès, tandis que pour la ville de Biskra et Bejaia les projets sont en cours de lancements. Le tramway de Constantine compte un réseau de 9 km avec dix stations. Le futur tramway d'Ouargla couvrira, une fois opérationnel en 2015, une distance de 13.2 km, jalonnée de 23 stations. Réalisation de cinq télécabines à Alger, à Constantine, à Béni-Saf et à Bejaïa , Jijel , Oran , Médéa et El Taref . Réalisation de 17 gares routières dans plusieurs wilayas (AI, 2015).

4.3. Utilisation des carburants de substitution

Pour faire face à l'augmentation du trafic automobile en milieu urbain avec comme corollaire l'augmentation de la pollution de l'air, deux axes ont été retenus : le premier concerne l'encouragement des transports propres utilisant des carburants moins polluants, et le second, la surveillance de la qualité de l'air. Concernant l'axe relatif au transport propre, plusieurs alternatives des carburants de substitutions existent en Algérie, il s'agit de l'utilisation du :

4.3.1. GPL/C comme carburant automobile

L'impact du GPL en vers l'environnement est mineur par rapport à celui des autres énergies fossiles. Selon des études, les véhicules qui roulent au GPL polluent beaucoup moins que les véhicules qui roulent au diesel ou bien encore à l'essence. Par rapport aux véhicules à essence ou bien diesel, le GPL produit 10% en moins de Dioxyde de Carbone, 75% en moins de Carbone Monoxyde 90% moins de poudres fines.

L'Algérie a mené depuis les années 1980 une politique de développement du GPL carburant en substitution des carburants traditionnels, en raison de ses réserves importantes en GPL et pour lutter contre la pollution (ME, 2015).

Dans le cadre du Programme National de Maitrise de l'Energie, lancé en 2008, l'engagement budgétaire de l'Etat, ciblant le secteur des transports, a permis le renforcement de la lutte contre le changement climatique, à travers la promotion de carburant propre tel que le GPL/C, et ce, grâce à la mise en place d'un mécanisme financier attractif (installation de kits GPL/C, marge de distribution, passage de la TVA de 17% à 7%...).

Cette politique a actuellement atteint sa maturité du fait de :

- L'existence d'un parc relativement important de véhicules convertis au GPL;
- La mise en place à travers le territoire d'installateurs de kits GPL sur véhicules;
- La disponibilité d'un réseau important de stations service distribuant le GPL;
- La demande croissante en ce produit;
- Prix du GPL/C à la pompe très attractif (différentiel important avec les essences);

- L'utilisation du bu-pro dont la teneur en butane autorisée peut atteindre 45%, rend possible l'usage du GPL provenant directement des unités de traitement du gaz naturel et de pétrole du Sud du pays.

A ce jour, l'opération d'équipement, en kit GPL, de 2000 taxis, financés en partie par l'Etat, a été couronnée de succès. Les prévisions de conversion pour les années 2010 et 2020 sont estimées respectivement à 500 000 et 900 000 véhicules. Le coût du programme prévu pour le développement des infrastructures et des moyens de distribution du GPL carburant est estimé à 300 millions de dollars durant la période 2000-2020 (CDD, 2011). En langage chiffré, actuellement le réseau de distribution de GPL/C est composé de 450 stations, réparties à travers le territoire national ; le parc roulant équipé de kits GPL/C est estimé à 120 000 véhicules.

4.3.2. Gaz naturel comprimé (GNC)

Le GNC présente, au niveau des sites urbains, une alternative intéressante aux carburants conventionnels en terme, de diminution des émissions atmosphériques et de réduction de la dépendance énergétique des transports terrestres vis à vis du pétrole. L'utilisation du GNC dans les autobus urbains offre de nombreux avantages environnementaux limitée, ni à l'encombrement du stockage embarqué du carburant. Les pouvoirs publics soutiennent activement le développement et l'utilisation des carburants propres, notamment, le GNC.

Dans ce domaine, un programme d'actions a été lancé, visant l'introduction du gaz naturel pour les transports urbains comme carburant sur le marché national. Une opération pilote a été lancée en 1998, et a abouti à la réalisation de deux stations de compression, l'acquisition de bus fonctionnant au GNC et la conversion de véhicules au GNC.

4.3.3. L'essence sans plomb

Un programme a été adopté pour la réduction de la teneur en plomb des essences avec une concentration maximale de 0.40 g/l jusqu'en 2002, et 0.15 g/l en 2005. Cette réduction s'est accompagnée par des actions de substitution par l'introduction sur le marché national de l'essence sans plomb disponible à travers un réseau de 33 stations service, réparties sur l'ensemble du territoire. Une norme définissant les caractéristiques physico-chimique de l'essence sans plomb a été adoptée depuis janvier 1999. L'essence sans plomb est de plus en

plus disponible au niveau du réseau de distribution. Une politique promotionnelle plus active et le développement plus rapide des réseaux de distribution demeurent une nécessité (CDD, 2011).

4.3.4. Le nouveau programme national de développement de l'efficacité énergétique (2016-2030)

Le programme d'efficacité énergétique obéit à la volonté de l'Algérie de favoriser une utilisation plus responsable de l'énergie et d'explorer toutes les voies pour préserver les ressources et systématiser la consommation utile et optimale. L'objectif de l'efficacité énergétique consiste à produire les mêmes biens ou services, mais en utilisant le moins d'énergie possible.

L'ancien programme d'efficacité énergétique a été proposé en 2011, qui contient des actions qui privilégient l'utilisation du gaz pétrolier liquéfié carburant (GPL/C) et le gaz naturel carburant (GN/C). Le programme a consisté à augmenter la part de marché du GPL/C dans le parc automobile à hauteur de 20%, à l'horizon 2020. Aussi il a prévu de faire fonctionner au GN/C plusieurs dizaines de bus pour la ville d'Alger et d'étendre l'opération aux autres grandes villes d'Algérie d'ici 2020 (PNER, 2011).

Le nouveau programme national de développement de l'efficacité énergétique (2016-2030) vise une réduction de 9% de la consommation d'énergie et à réaliser un gain financier de 42 milliards de dollars à l'horizon 2030. Ce programme prévoit, entre autres, de convertir 1.3 million de véhicules au GPL carburant et 11,000 bus au GNC, soit: 50,000 véhicules particuliers au GPL carburant entre 2016 et 2020, 70,000 véhicules pour la période 2021-2025, et 100,000 véhicules pour 2026-2030 (APRUE, 2015b).

Pour développer cette filière, la Société nationale de transport et de commercialisation des produits pétroliers (Naftal) a mis en place un vaste programme destiné aux véhicules poids lourd à travers la réalisation d'un centre de conversion et de stations service GNC, selon (Naftal, 2015). La première station-service de GNC a été mise en service à Rouïba à proximité d'une canalisation de gaz naturel et de grandes entreprises de transport.

4.4. Secteur de transport routier comme vecteur de mobilité urbaine

Le secteur de transport routier est le gros consommateur de carburant, qui représente à lui seul environ 94 % de la consommation totale du secteur des transports, et considéré comme l'une des premières sources de pollution en Algérie avec des émissions atteignant 35.1 millions de tonnes équivalent CO₂, soit un taux de 30 % des émissions de gaz à effet de serre (IEA, 2014). Aujourd'hui, l'essentiel de l'énergie consommée dans ce secteur provient des dérivés du pétrole dont 65% gasoil et 26% essence, alors que le GPL, qui est un carburant propre, ne représente que 3%.

4.4.1. Evolution et caractéristiques du parc automobile en Algérie

Cette inversion de tendance s'explique par le « boom de l'automobile » intervenu pendant les années au cours desquelles le parc automobile de l'Algérie s'est agrandi de deux millions, augmentant de trois millions de véhicules en 2003 à près de cinq millions en 2013. Cette croissance est le résultat des facilités introduites par le secteur des transports en matière d'investissement notamment pour les opérateurs privés qui détiennent plus de 83% du parc national (ONS, 2013). Il augmente de 4.4 % par an depuis 2000.

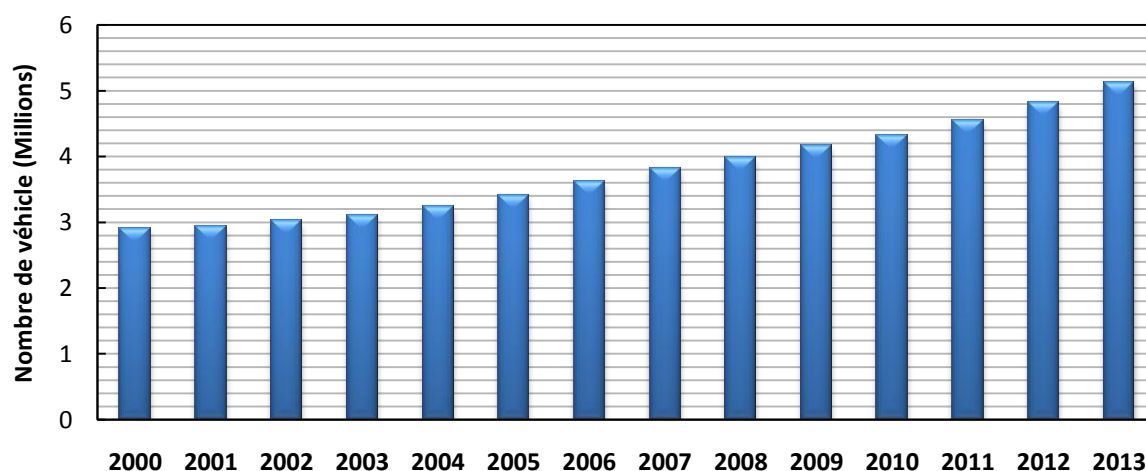


Figure 4. 2 : Evolution du parc automobile algérien entre 2000-2013.

4.4.2. Répartition du parc par type de véhicule

Le parc compte environ 5.1 millions de véhicules fin 2013 : les véhicules particuliers représentent plus de 63.78 % du parc national et les camionnettes 19.96 %. Ces deux catégories forment à elles seules 83.74 % de l'ensemble du parc automobile, soit plus de les trois-quarts (ONS, 2013).

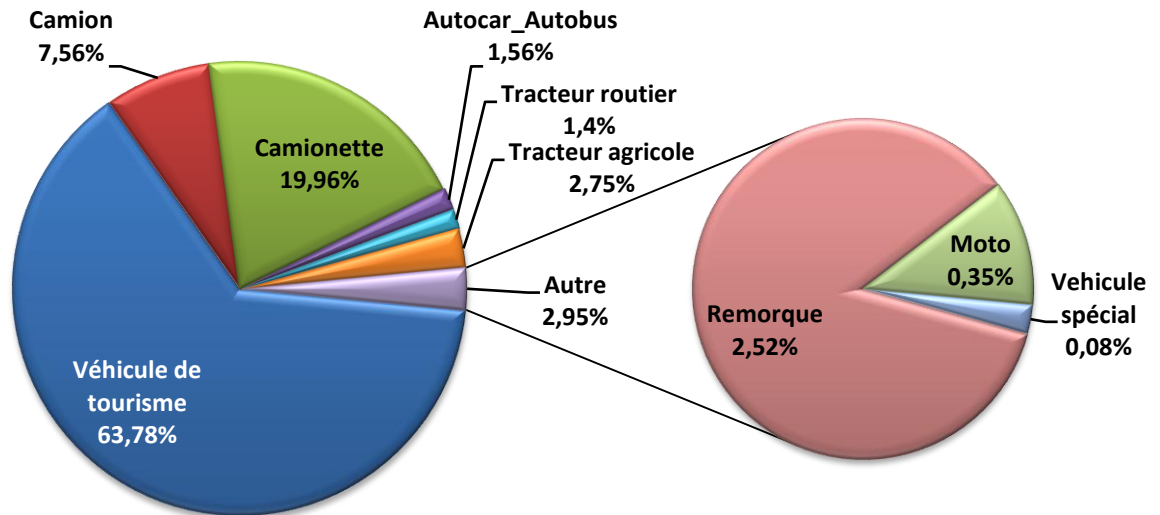


Figure 4. 3: Répartition du parc national automobile selon le type de véhicule.

4.4.3. Rétrospective de la consommation d'énergie finale du parc automobile par source d'énergie

Au total, le secteur de transport routier utilise, à lui seul, plus du tiers de la consommation énergétique du pays. En dix ans, la consommation des carburants a été multipliée par deux en Algérie, passant de 6 millions tep (tonnes équivalent pétrole) en 2003 à plus de 12 millions en 2013. Sur les 12,7 millions tep consommés par le secteur des transports en Algérie, 92% vient du transport routier dont l'essentiel de l'énergie provient des dérivés du pétrole (ME, 2015).

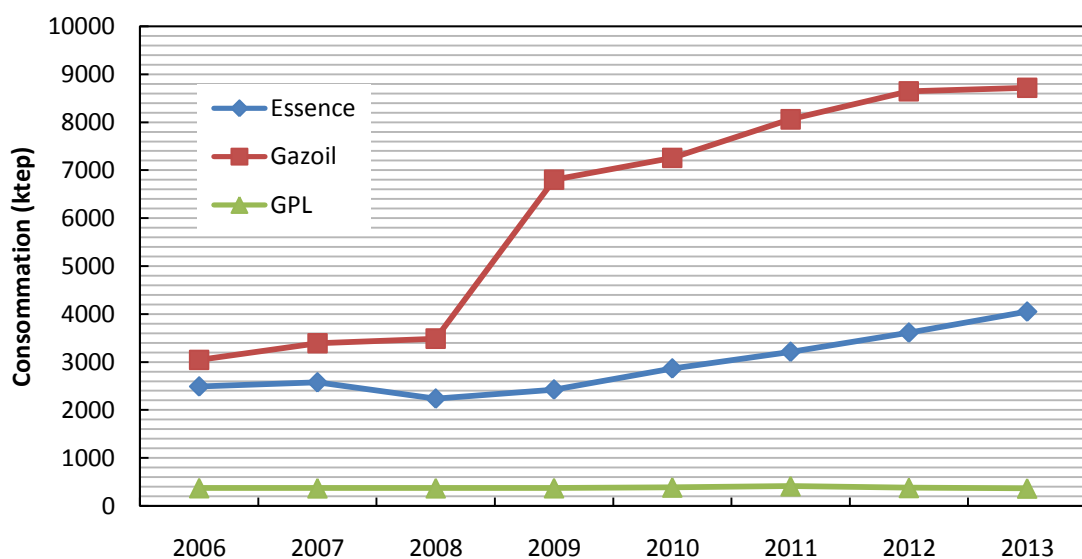


Figure 4. 4 : Consommation du parc automobile par source d'énergie.

4.4.4. Analyse de kilométrage parcouru par type de véhicule

La mobilité motorisée avec des véhicules particuliers dépend étroitement de la structure de la ville et de son urbanisation. La compréhension de cette relation permet une meilleure prévision de la tendance future et des choix politiques pour chaque ville. Pour avoir des données représentatives de l'usage réel des véhicules en Algérie, plusieurs enquêtes sont effectuées pour la détermination du kilométrage annuel des véhicules. L'étude a porté essentiellement sur cinq catégories de véhicules existant en Algérie, à savoir : les véhicules particuliers (VP), les camions (Camions), les véhicules utilitaires légers (VUL), les transports en commun (TEC) et les tracteurs routiers (TR) (Boughedaoui M et al., 2009).

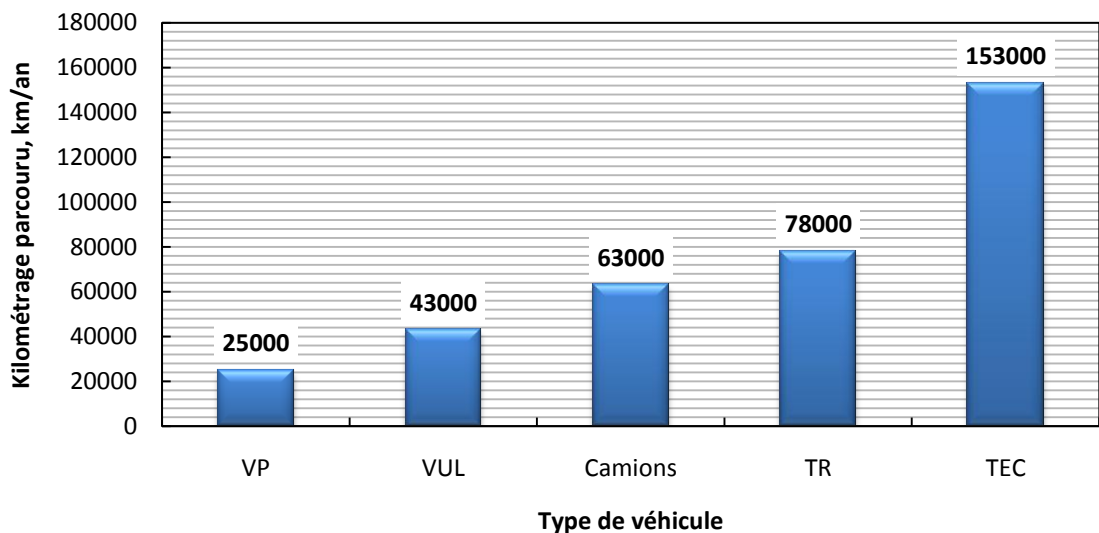


Figure 4. 5: Kilométrages parcourus par type de véhicule.

Selon les enquêtes menées entre 1994 et 2005 en plusieurs wilayas à travers le territoire national, les véhicules particuliers roulent le moins, avec en moyenne 25,000 km/an, suivis des véhicules utilitaires légers qui parcourent annuellement 43,000 km, puis des camions avec 63,000 km/an. Les tracteurs routiers effectuent près de 78,000 km/an. Ce sont les transports en commun qui roulent le plus avec 153,000 km/an.

4.4.5. Les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de transport routier

L'évolution du parc véhicules et l'augmentation des flux de déplacements des personnes et de marchandises sont les principaux facteurs de la pollution de l'air. Le secteur des transports représente ainsi l'une des premières sources de pollution en Algérie avec des

émissions atteignant 36.6 millions de tonnes équivalent CO₂, soit un taux de 36 % des émissions de gaz à effet de serre (IEA, 2014).

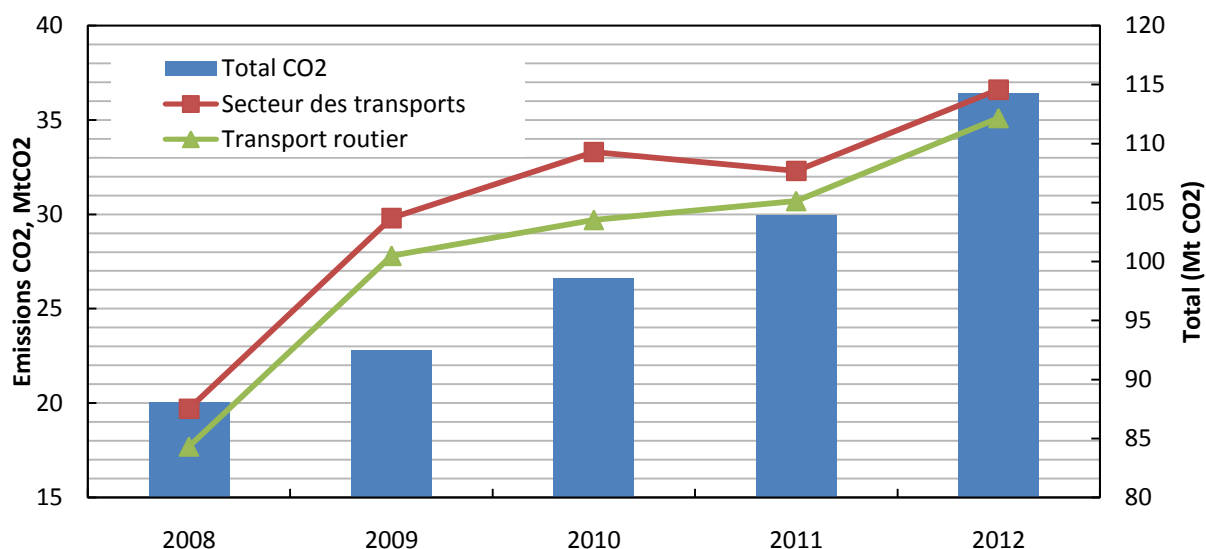


Figure 4. 6: Evolution des émissions de CO2 totales et dans le secteur des transports, et le transport routier.

La rétrospective de la période 2008-2012 peut être résumée comme suit: en 2008, les émissions de dioxyde de carbone dans le secteur de transport routier était autour de 17.7 MtCO₂, elles sont aux environs de 35.1 Mt en 2012. Une augmentation de 198% des émissions pour cet intervalle du temps. Cette tendance est pareille pour les émissions totales et celles de secteur des transports, l'augmentation des émissions ayant été progressive tout au long de la période d'observation.

4.5. Modélisation et prévision de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier

Le travail s'articule sur le développement d'un modèle énergétique de prévision de la consommation d'énergie dans le secteur de transport routier à l'horizon 2045. La première étape sert à construire une méthodologie d'évaluation de la consommation d'énergie pour une année de base en l'occurrence 2013. La deuxième étape consiste à faire une projection de la demande en énergie finale jusqu'en 2045, en se basant sur des hypothèses socio-économiques à travers deux scénarios: de référence et volontariste.

4.5.1. Méthodologie de l'évaluation de la consommation énergétique de carburant pour l'année de base 2013

Avant de pouvoir évaluer l'impact de différentes technologies émergentes sur la consommation énergétique, nous allons devoir établir une consommation énergétique de référence, basée sur les données de parc automobile pour une année de référence.

A défaut de connaître directement la consommation énergétique totale en Algérie, on peut l'évaluer assez précisément au travers de données sur le nombre de parc automobile (voitures, utilitaires légers, poids lourds) et sur les consommations unitaires moyennes de chaque carburant (Girault M et al, 2000):

$$Cons_{tot} = \sum_j CU_j \times NV_j \quad (1)$$

Avec : $Cons_{tot}$ est la consommation énergétique totale de carburant de secteur de transport routier (ktep), CU_j : est la consommation unitaire moyenne de carburant spécifique, NV_j : nombre de véhicule, j : est le type de carburant.

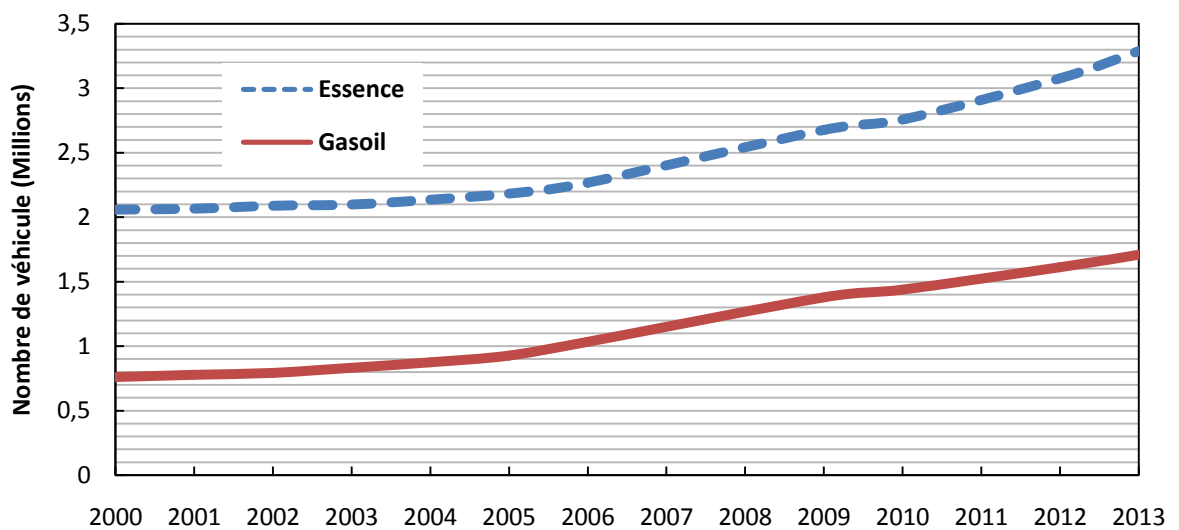


Figure 4. 7: Répartition du parc automobile selon la source d'énergie, 2013.

Le parc automobile national est dominé par les véhicules à essence (y compris les véhicules hybride Essence-GPL), avec 65.8% du parc est véhicule à essence, 34.2 % gasoil, alors que le GPL, qui est un carburant propre, ne représente que 3% de véhicule à essence.

Par ailleurs, nous cherchons à estimer la consommation unitaire du carburant selon le carburant utilisé. Nous avons supposé que la consommation unitaire moyenne égale à le

rapport entre la consommation réelle donnée par le bilan énergétique du ministère d'énergie des véhicules à motorisation essence (et gazoil) sur le nombre de ces véhicules pour une année de référence 2013.

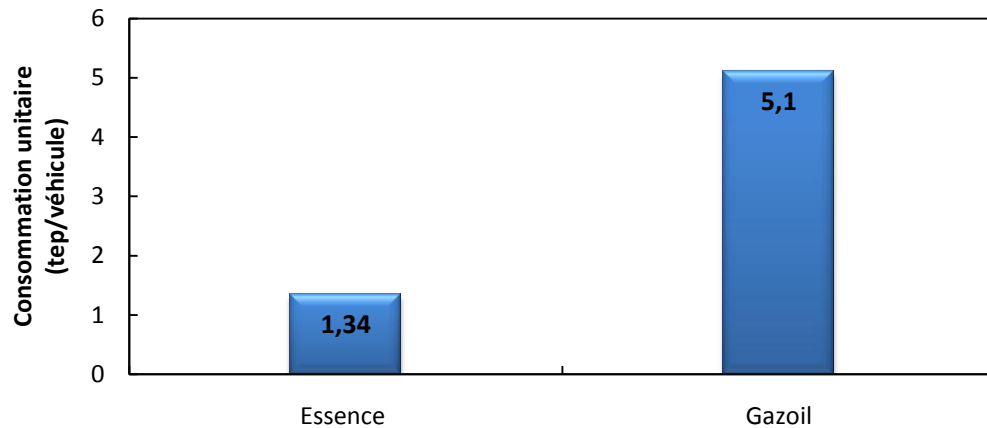


Figure 4. 8: Consommation énergétique unitaire (par véhicule par source d'énergie).

La consommation unitaire moyenne dans le parc des voitures à moteur à essence égale à 1.34 tep/véhicule contre 5.1 tep/véhicule à moteur à gazoil. La consommation énergétique de carburant fossile pour l'année de base 2013 égale à 12.76 Mtep.

4.5.2. Prédiction de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier à l'horizon 2045 selon deux scénarios

L'élaboration d'un scénario n'est pas un exercice de prédiction, mais d'exploration des futurs possibles. En tant qu'exercices chiffrés, les scénarios énergétiques permettent de traduire de manière quantitative différentes visions ou aspirations normatives (Zhang H et al, 2016). Ils « mettent en scène » les choix réalisés et assurent la cohérence de récits parfois très contrastés, permettant ainsi d'étudier la faisabilité et les impacts de ces « visions mobilisatrices » sur les plans technique, économique, social et environnemental. Enfin, ils permettent d'identifier les leviers d'action nécessaires pour la réalisation de ces visions, et des objectifs qui y sont associés, notamment en termes de politiques publiques.

4.5.2.1. Hypothèses de prédiction

Pour construire des prévisions, un certain nombre de paramètres macroéconomiques doivent être définis. Ces hypothèses, très structurantes, sortent du champ d'étude de la

rétrospective de chaque paramètres retenus. Ainsi, les paramètres suivants ont été définis pour constituer deux scénarios : de référence (tendancier) et volontariste:

- Le taux d'accroissement de la population (1.6%/an) (SNAT, 2010);
- L'évolution de nombre de véhicules en circulation dans la zone géographique considérée (taux de croissance égal à 4.4%/an);
- Le taux de pénétration des véhicules à hydrogène dans ce parc automobile. La part des véhicules à hydrogène devraient passer de 7% de nombre total de véhicules en 2020 à près de 32.6% en 2030, 73.7 % en 2040 et 100% en 2045;
- L'évolution de la consommation énergétique en carburant dans le secteur de transport routier;
- L'évolution des émissions de CO₂ sur l'horizon d'étude dans le transport routier.

4.5.2.2. Scénario tendancier

Le scénario tendancier suppose que les tendances du passé continuent dans l'avenir et aucune nouvelle politique énergétique ou environnemental n'est mise en œuvre (Li L et al, 2010). Ce scénario représente l'évolution de la demande d'énergie du secteur de transport routier pendant la période de projection. Le parc actuel utilisé dans le secteur routier est principalement déterminés par le type de véhicule (léger, lourd) et du carburant alimentant ces véhicules (essence y compris le GPL, gasoil).

a. Evolution de parc automobile national et la demande d'énergie finale dans le scénario tendancier

Dans notre étude, nous avons considéré les besoins en carburant pour toutes les catégories de véhicule de transport routier. Les résultats que l'on présentera seront donc l'évolution de nombre de véhicule (Figure 4.9) et de la demande d'énergie finale (Figure 4.10) de chaque période sur tout l'horizon du temps considéré

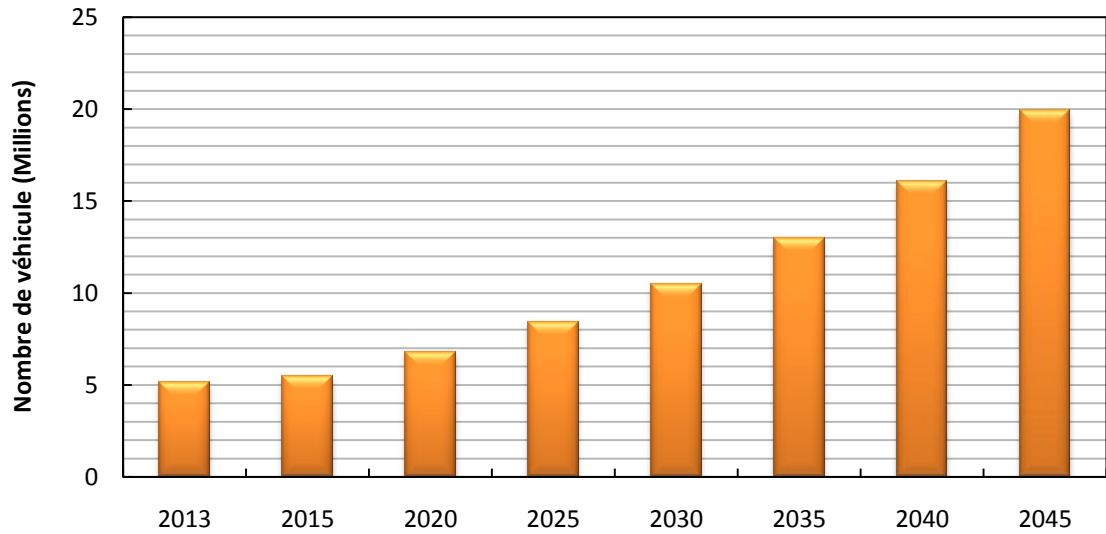


Figure 4. 9: Développement de parc automobile à l'horizon 2045.

Il est important de noter que le nombre de parc automobile dans ce scénario augmente au cours du temps sur tout l'horizon est atteint environ 20 millions véhicule à la fin de 2045.

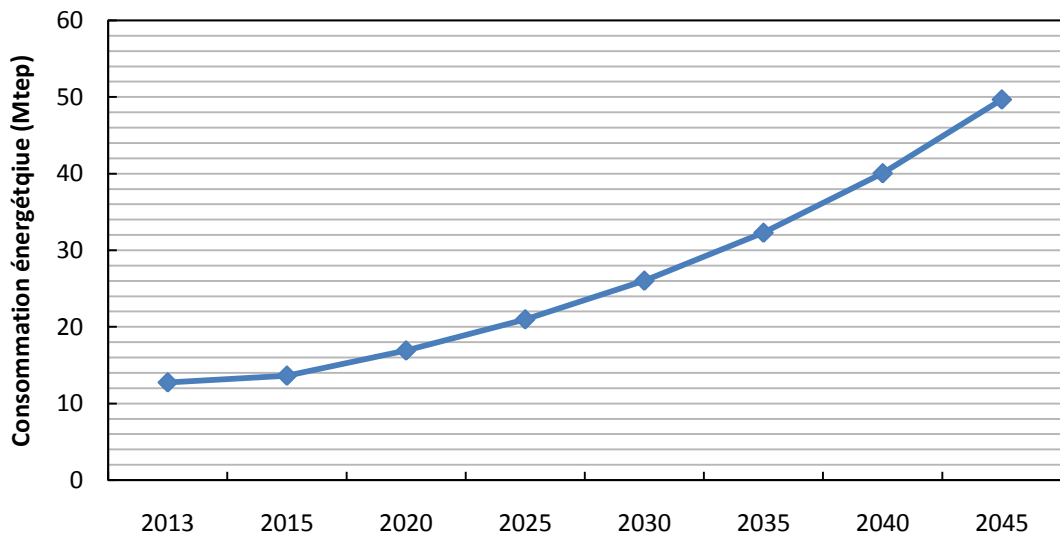


Figure 4. 10 : Consommation énergétique finale de secteur de transport routier pour le scénario tendanciel.

La même remarque pour l'évolution de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier. Pour la première période (2015-2020) la consommation atteint 15.7 Mtep à la fin de cette période; ce qui correspond à un parc automobile constitué de 6.8 Millions véhicule. La fin d'horizon (2040-2045) la consommation énergétique égale à 49 Mtep.

4.5.2.3. Scénario Volontariste

Pour constituer ce scénario, nous nous sommes fixés un cadre d'étude qui se décrit par une zone géographique (région, un pays), un horizon de temps avec un découpage en un certain nombre de périodes, et enfin, un taux de pénétration au marché permettant de mettre en place l'intégration de la nouvelle technologie.

a. L'hydrogène carburant pour le secteur de transport

Le gaz dihydrogène (H_2), plus communément appelé « hydrogène » n'est pas une source primaire d'énergie mais un vecteur énergétique : c'est un stockage d'énergie dans un assemblage chimique qui pourra être transporté et manipulé jusqu'à être de nouveau décomposé pour restituer l'énergie emmagasinée. L'hydrogène n'existe pas en quantité significative à l'état naturel sur terre, c'est pourtant un élément présent en abondance dans la nature, mais associé à d'autres atomes. Sa combinaison avec l'oxygène conduit à la formation de l'eau. L'hydrogène peut être utilisé dans diverses applications en raison de son fort potentiel énergétique.

Dans le secteur des transports, les enjeux sont immenses car le secteur automobile dépend aujourd'hui exclusivement des énergies fossiles (Peng B B et al, 2016). Trouver une alternative est donc indispensable. L'utilisation de l'hydrogène s'inscrit dans un contexte de décarbonisation des carburants (Aissani L, 2008). L'hydrogène peut alimenter certains véhicules équipés de moteur à combustion interne fonctionnant au gaz, comme les bus ou les bennes à ordures ménagères. Le mélange 20 % hydrogène/80 % gaz naturel (Hy-thane) ne nécessite qu'une adaptation mineure des moteurs actuels. Les piles à combustible peuvent équiper tout véhicule utilisant l'énergie électrique comme force motrice de traction, dans tous les domaines du transport : terrestre, maritime, ferroviaire, aérien (Hwang J J, 2013). Le véhicule du futur sera donc électrique, zéro bruit, zéro pollution, et son moteur produira seulement de l'eau qui pourra être réutilisée (Fayaz H et al, 2012).

La quantité d'énergie produite par la combustion d'hydrogène est plus élevée que pour tout autre carburant. En comparant les pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI), celui de l'hydrogène est respectivement 2.4, 2.7 et 6 fois plus élevé que celui du méthane, de l'essence et du méthanol (AFH₂, 2011).

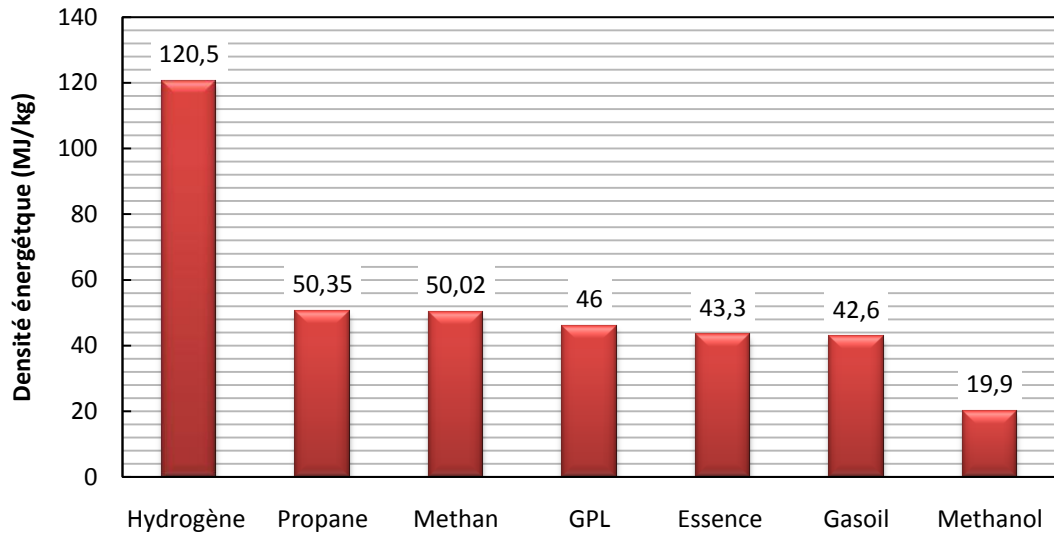


Figure 4. 11: Densité énergétique de différents carburants.

Il existe de nombreuses applications différentes pour utiliser l'hydrogène comme carburant dans les véhicules, notamment, les véhicules à piles à combustible (VPAC), des moteurs à combustion interne et les véhicules hybrides.

L'hydrogène comme vecteur d'énergie pour le transport, et valorisé par des piles à combustible (PAC), est mis en évidence de plus en plus comme une solution prometteuse en raison de ses caractéristiques fonctionnelles (Posso F et al, 2015), de performance (rendement supérieur à 50%) et environnementales (aucune émissions de polluants par le véhicule) (Fonseca R N, 2013).

a1. Principe de fonctionnement

La pile est un générateur électrochimique dans lequel l'hydrogène est le combustible et l'oxygène est le comburant. La pile est généralement composée de trois éléments : deux électrodes (une anode et une cathode) séparées par un électrolyte (une membrane). Le principe de la pile à combustible a été découvert en 1839 par un chimiste suisse Christian Friedrich Schönbein. Le principe de fonctionnement est assez simple : de l'hydrogène gazeux est introduit à l'anode où un catalyseur permet de dissocier les noyaux H^+ et les électrons e^- . Les électrons circulent sur un circuit externe alors que les protons traversent l'électrolyte jusqu'à la cathode. A la cathode, de l'oxygène gazeux est introduit et grâce à la présence d'un catalyseur, les protons, les molécules d'oxygène et les électrons réagissent et produisent simultanément de l'eau, de la chaleur et de l'électricité (Aissani L, 2008).

b. Construction de scénario volontariste

L'aspect temporel de l'étude sur la demande en hydrogène est comptabilisée par la prise en compte de l'augmentation de la part du véhicule à hydrogène dans le marché avec le temps (en supposant une fonction polynomiale de degré 2 pour la croissance de véhicules à hydrogène sur chaque période). L'horizon de temps que nous avons choisi s'étend de 2015 à 2045. Pour faciliter la modélisation à long terme nous avons découpé l'horizon temporel en multi-période équivalent à six plans de cinq ans chacun (Rahmouni S et al, 2015b).

Tableau 4. 1: Plans de projet avec les taux de pénétration au marché pour chaque période de temps.

Période	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045
Plans	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆
Taux de pénétration (%)	7	17.9	32.6	52.1	73.7	100

c. Méthodologie de l'évaluation de la demande en hydrogène carburant à l'horizon 2045

Pour quantifier la répartition spatiale et la demande en hydrogène pour chaque niveau de pénétration du marché des véhicules à l'hydrogène, nous avons utilisé un modèle élaboré dans ArcGIS et est décrit dans (Ni J et al., 2005). La demande en hydrogène évaluée est une demande moyenne annuelle. La demande est obtenue en multipliant le nombre total de la population de chaque région par le nombre de véhicules par habitants, et par le taux de pénétration des véhicules à hydrogène dans ce parc total. Cela nous donne l'estimation du nombre de véhicules fonctionnant à l'hydrogène qu'il faut ensuite multiplier par une consommation moyenne d'hydrogène par véhicule. Basée sur les hypothèses, l'équation pour calculer la demande annuelle d'hydrogène est donnée comme suit:

$$DHA_{H_2} = P \times D_v \times T_p \times C_{H_2} \quad (2)$$

où DHA_{H_2} est la demande annuelle d'hydrogène (kg H₂/année) dans chaque région, P est la population (habitants/région), D_v est le nombre de véhicules par habitants dans chaque région (Véhicule/habitant), T_p est le taux de pénétration au marché des véhicules à hydrogène, et C_{H_2} est la consommation moyenne annuelle de l'hydrogène par véhicule.

La méthodologie de calcul des besoins en carburant, en l'occurrence l'hydrogène, est présentée sur la figure 4.12, en précisant toutes les étapes nécessaires à l'évaluation.

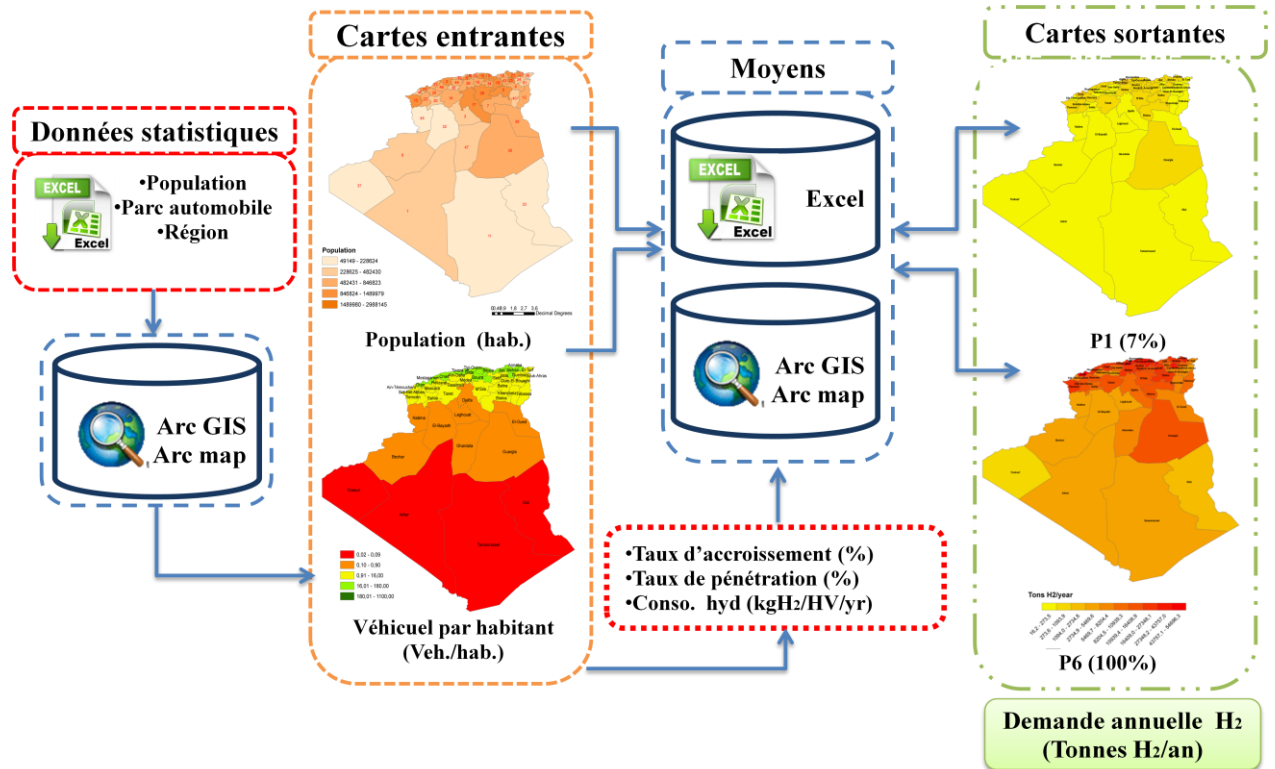


Figure 4. 12 : Organigramme d'estimation de la demande annuelle d'hydrogène à l'aide de GIS.

c1. Consommation moyenne annuelle de l'hydrogène

La consommation annuelle des véhicules a été calculée en considérant les hypothèses suivantes :

- Kilométrage annuel moyen parcouru par véhicule est de 38,000 km/an (Boughedaoui M et al., 2009);
- Un véhicule à hydrogène consomme un kilogramme d'hydrogène tous les 80 km.

D'où nous avons établi une consommation moyenne de 483kg H₂/véhicule. an.

c2. Nombre de véhicules à hydrogène

Le taux de possession (nombre de véhicules par habitant) est calculé pour chaque région en considérant tous les types de véhicules de transport routier.

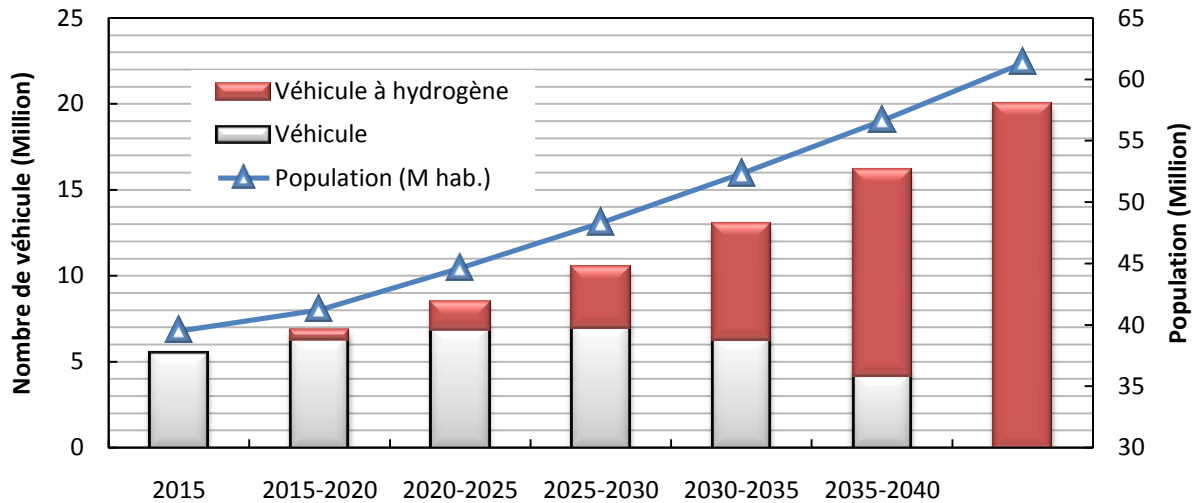


Figure 4. 13: Développement du nombre de véhicules à hydrogène.

Basé sur les données statistiques algériens et les moyennes du taux de croissance de la population et du parc automobile; la population projetée totale est d'environ 48.3 millions d'habitants en 2030 et 61.3 millions d'habitants en 2045. Le nombre total de véhicules dans le parc automobile algérien est estimé à 19.92 millions, où, le nombre de véhicules à hydrogène en Algérie est estimé à 0.4, 1.5, 3.4, 6.6 et 11.8 millions de véhicules en P1, P2, P3, P4 et P5, respectivement.

Pour l'évaluation des demandes d'hydrogène annuel; nous considérons la demande projetée de l'hydrogène dans chacune des 48 régions en Algérie pour les années 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 et 2045 (Rahmouni S et al, 2015b). La figure 4.14 présente l'évolution temporelle de la population et la demande annuelle d'hydrogène pour chaque période de l'horizon considéré.

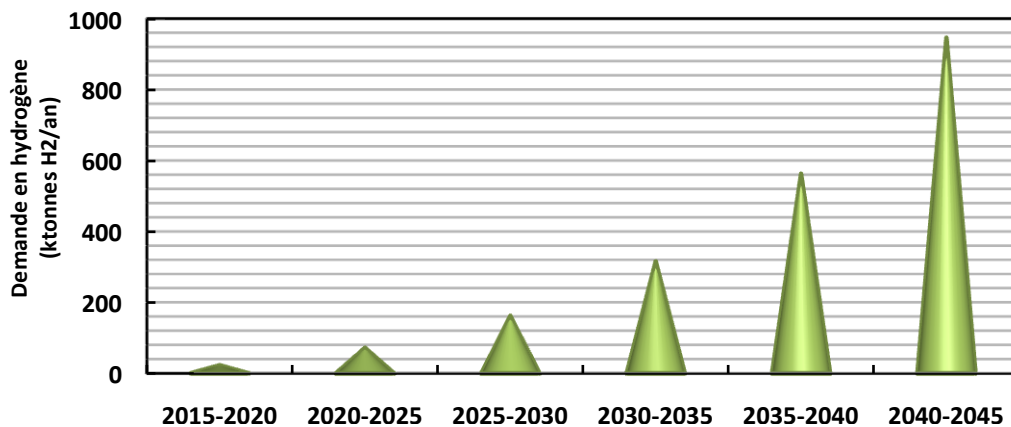
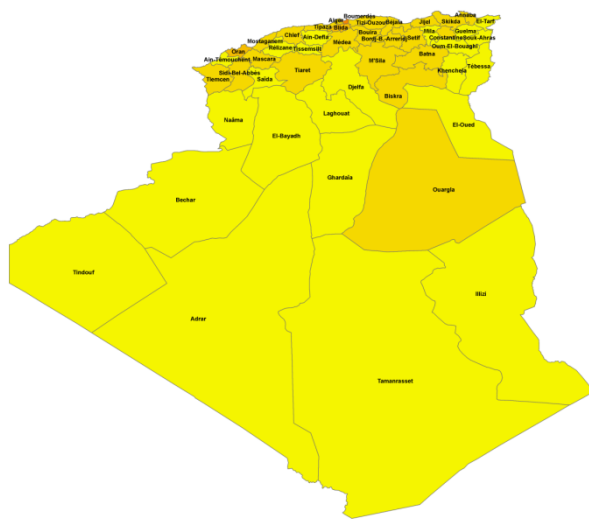


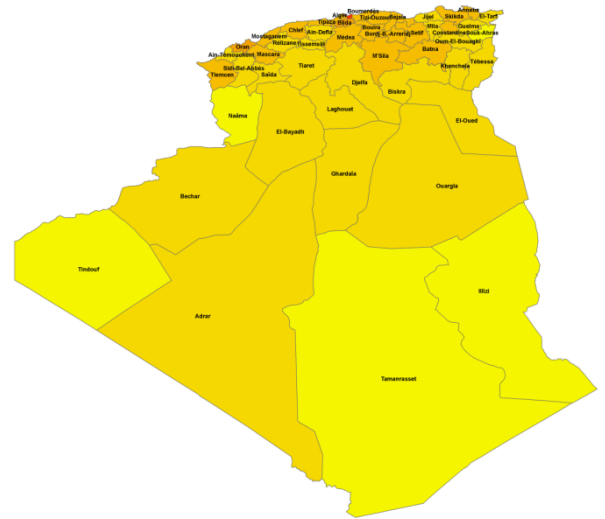
Figure 4. 14: Evolution temporelle de la demande annuelle d'hydrogène.

Chapitre 4 : Modélisation de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier en Algérie

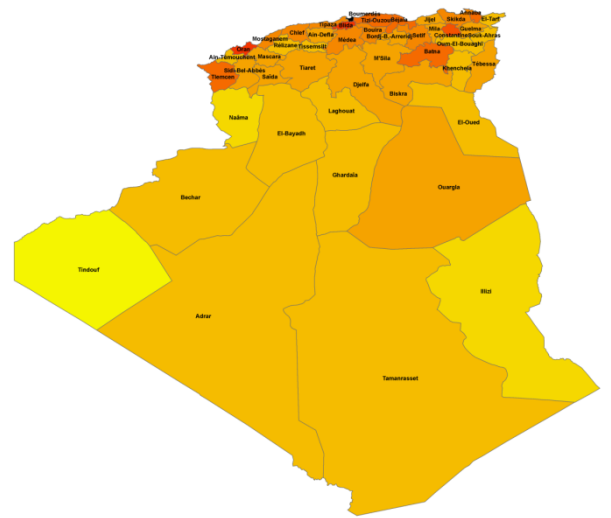
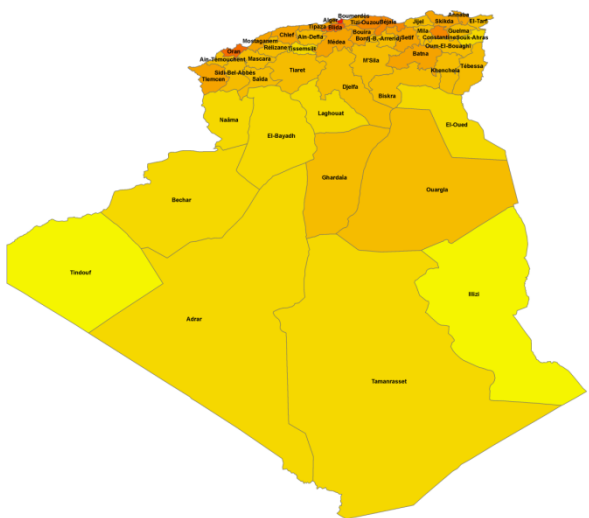
De cette figure, on voit que l'augmentation de taux de pénétration des véhicules à hydrogène, conduit à une augmentation de la demande annuelle d'hydrogène. Dans le premier plan, à 7 % de taux de pénétration, la demande d'hydrogène est de 22.5 ktonnes H₂/an, et il est surtout concentrée dans la capitale Alger, qui représente 26 % de la demande nationale. Le passage de 17.9 % (P2) à 32.6 % (P3) du taux de pénétration au marché qui représente 14.7 % d'augmentation, a doublé la croissance de la demande (90 ktonnes H₂/an : différence entre P3 et P2) et des véhicules à hydrogène du parc automobile national. Nous avons constaté que la demande d'hydrogène variait de 314.7 à 561.9 ktonnes H₂/année entre le plan P4 et le plan P5 du scénario volontariste. Dans le dernier plan, en l'an 2045, la demande annuelle d'hydrogène aura atteint environ 945.5 ktonnes.



P1 (7%)



P2 (17.9%)



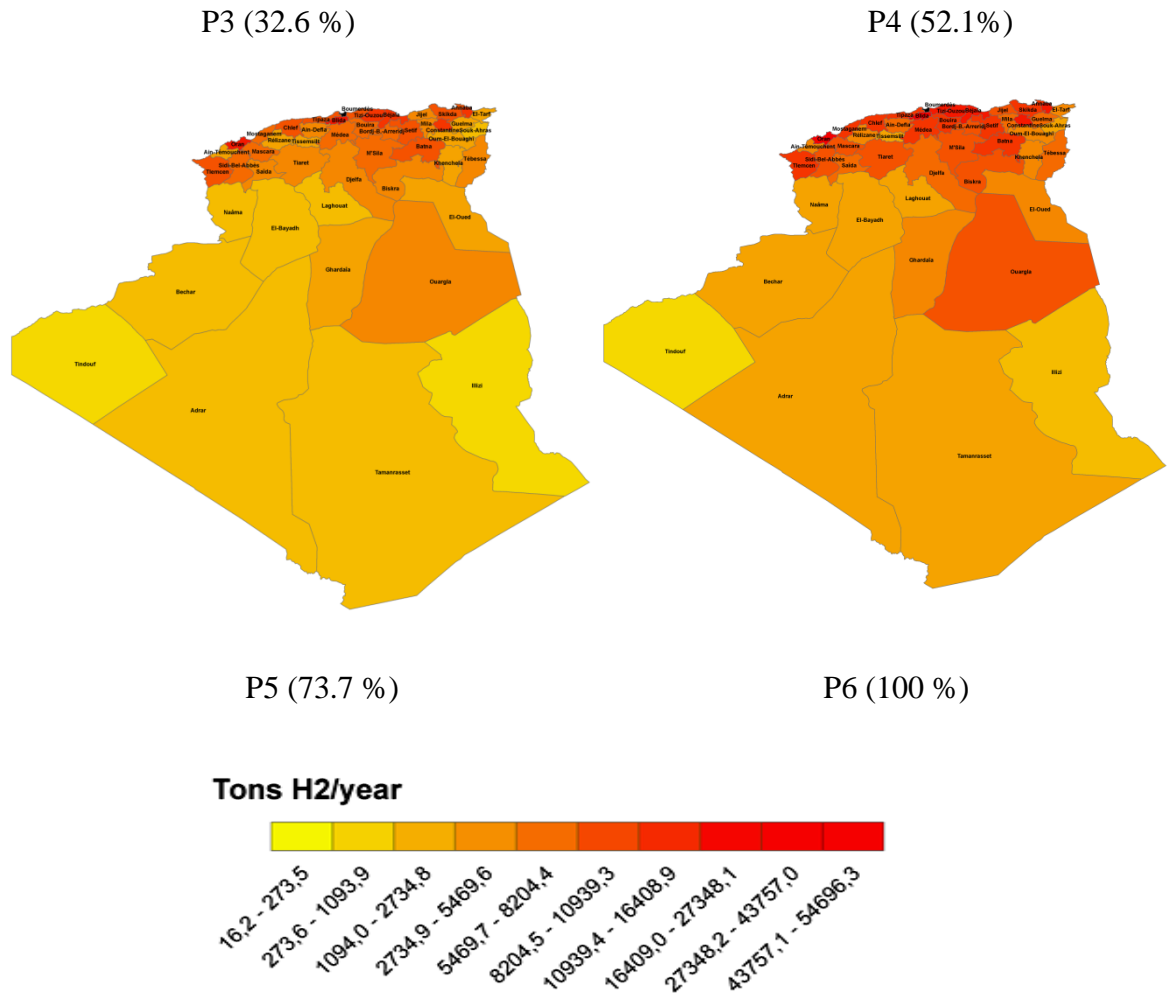


Figure 4. 15: Représentation de la distribution spatiale de la demande en hydrogène par région.

4.6. Économie d'énergie et évaluation des impacts environnementaux pour le scénario volontariste

Pour permettre une interprétation des résultats du domaine de la prospective en hydrogène énergie, et pour discuter l'influence de l'intégration de l'hydrogène carburant dans le secteur de transport routier en Algérie à long terme, deux scénarios utilisés ont été construits. En effet, les scénarios proposés reposent sur des études publiques de référence, et bien que certaines hypothèses, nous permettent de faire une comparaison en termes des économies effectuées sur la consommation énergétique finale et les émissions des gaz à effet de serre.

4.6.1. Économie d'énergie pour le scénario volontariste

Cette partie présente l'évolution de la consommation des carburants fossiles y compris l'essence, le gasoil et le GPL carburant dans le secteur de transport routier, calculée pour le scénario tendanciel et pour le scénario volontariste.

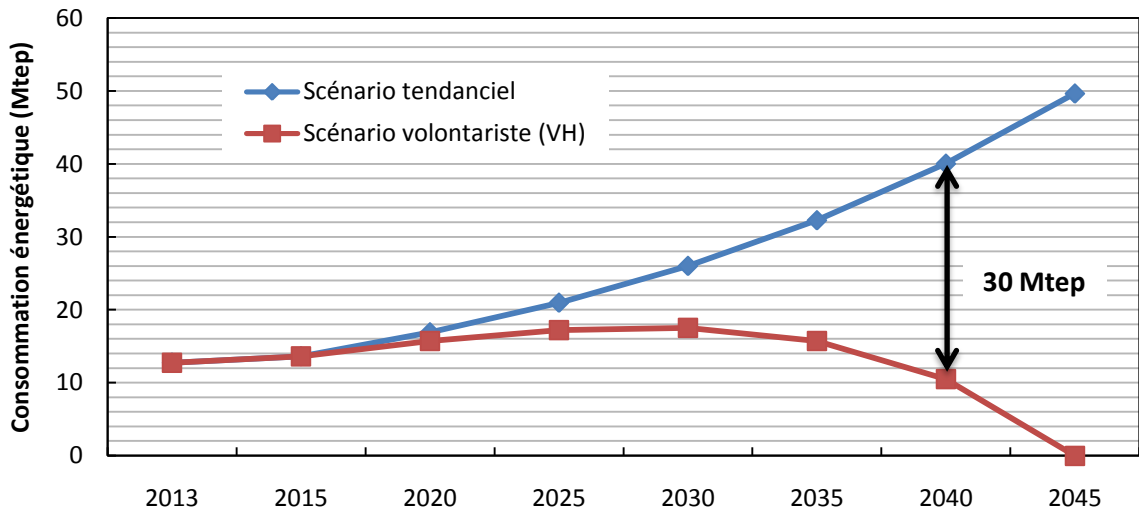


Figure 4. 16: Consommation énergétique de carburants fossiles pour les scénarios.

La Figure 4.16 permet de mettre en évidence l'impact de l'intégration de l'hydrogène carburant sur la consommation énergétique des carburants fossiles pour chaque période de l'horizon d'étude. De cette figure, on voit nettement que le scénario volontariste permet de réduire la consommation des carburants fossiles dès le début de l'horizon (2015-2020). Quand nous augmentons le taux de pénétration de véhicule à hydrogène, cela conduit à une continuité de la diminution de la demande en carburants jusqu'elle devienne nulle à la fin de l'horizon du temps considéré (2045). Pour un taux d'intégration égal à 32.6 % (2025-2030), la consommation énergétique atteint 17.5 Mtep à la fin de cette période, et pour 73.7 % taux de pénétration, la consommation sera réduite à 10.53 Mtep par rapport à 40.03 Mtep dans le scénario tendanciel.

4.6.2. Estimation des émissions de GES et les gains environnementaux

Un des défis les plus difficiles à relever les émissions des gaz à effet de serre car le véhicule est une source mobile d'émission et qu'il est par conséquent peu aisé de capter les émissions engendrées. Lors de l'utilisation du véhicule, les émissions des gaz à effet de serre sont supposés comprendre que le CO₂ uniquement parce qu'il représente le principal GES d'échappement.

Les émissions de CO₂ d'échappement peut être estimée par la multiplication de la consommation de carburant par son facteur d'émission (Youngguk S et al., 2013).

$$Emission = \sum_a [Carburant_a \cdot FE_a] \quad (3)$$

Où *Emission* représente l'émission de CO₂ (kg), *Carburant_a* est la consommation de combustible vendu pour une activité de source mobile donnée (tep), *FE_a* est le facteur d'émission (kgCO₂/tep), et *a* est le type de carburant.

En 2013, la consommation par type de combustible pour le secteur de transport routier a été mesurée à 8716, 4050 et 366 ktep pour le gasoil, l'essence et le GPL respectivement, selon le ministère de l'énergie (ME, 2015). Comme indiqué précédemment, le gasoil représente une part significative de la consommation totale de carburant routier.

Les facteurs d'émission sont déterminés à partir de la composition physique du carburant consommé et son pouvoir calorifique. Le taux des émissions de GES pour chaque type de carburant sont égaux à 3150, 3066 et 2688 kgCO₂/tep pour le gasoil, l'essence et le GPL, respectivement (ADEM, 2005).

Les émissions de CO₂ liées aux combustibles fossiles dans le transport routier pour l'année 2013 sont environ 40,84 Mt CO₂ rejetées dans l'atmosphère, soit : 27.45, 12.41 et 0.98 millions de tonnes de CO₂ résultant de la combustion du diesel, l'essence et le GPL, respectivement, qui peuvent être considérée comme des gains environnementaux dans le cadre du scénario volontariste.

Par conséquent, différents scénarios ont été générés pour l'année 2045 pour tenir compte des émissions de CO₂ futures; un scénario tendanciel et le scénario de véhicule hydrogène (VH). Le scénario tendanciel représente une simple continuation de la tendance actuelle, où l'intégration de l'hydrogène comme combustible dans le secteur des transports n'a pas de part significative (rien ajouté à l'avenir d'influencer les tendances à long terme). Le VH scénario est utilisé pour décrire l'avenir dont l'incorporation des véhicules à hydrogène est appliquée.

Le potentiel de réduction relative des émissions de CO₂ a été estimé, et l'impact de ces deux scénarios sur les émissions de CO₂ du transport routier pour chaque période de tout l'horizon d'étude sont indiquées dans la figure suivante.

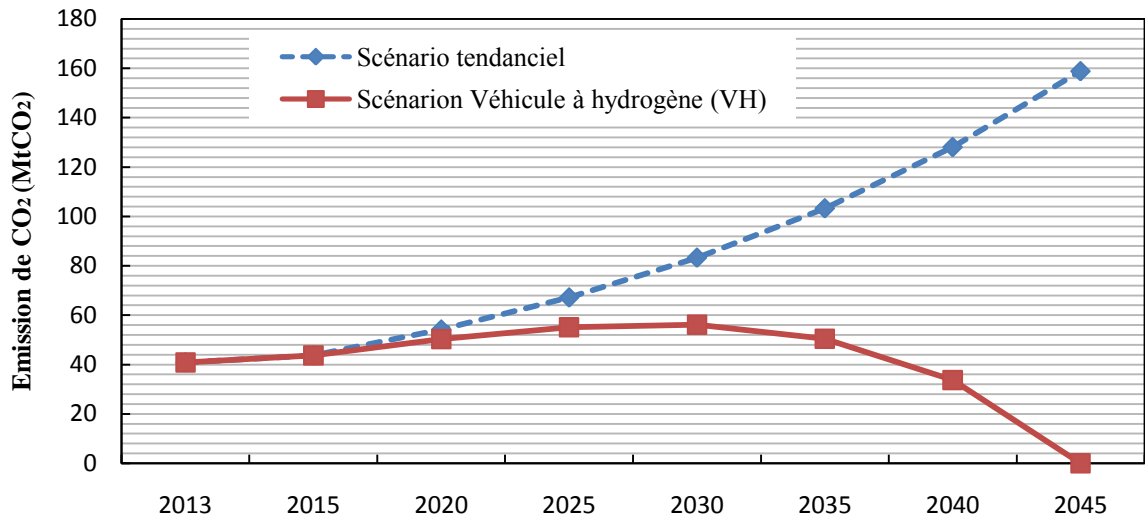


Figure 4. 17: Emissions de CO₂ pour les deux scénarios.

Dans le scénario tendanciel, les émissions totales de dioxyde de carbone en 2045 est de 158.8 millions de tonnes de CO₂, qui est 4.25 fois celles émises en 2015. Dans le cas du scénario volontariste, des réductions de 29.5 % sont obtenus en termes d'émissions de CO₂ par comparaison avec le scénario tendanciel. Une réduction de 94.4 millions de tonnes de CO₂ en 2040 est atteinte dans le scénario volontariste par rapport au premier scénario tendanciel.

4.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini deux scénarios à partir desquels nous baserons nos analyses sur le développement de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier à l'horizon du temps (2015-2045) par le biais de deux scénarios.

Le scénario tendanciel repose sur la poursuite des grandes tendances observées sur le territoire depuis la fin des années 2000. Pour le scénario volontariste, l'intégration de l'hydrogène comme carburant alternatif avec différents taux de pénétration au marché sur l'ensemble l'horizon étudié, permet de diminuer la consommation énergétique d'une part, et faire des économies environnementales en terme des émissions de CO₂, d'autre part. La part des véhicules à hydrogène devraient passer de 7% de nombre total de véhicules en 2020 à près de 32.6% en 2030, 73.7 % en 2040 et 100% en 2045.

Le secteur de transport routier consomme, dans le scénario tendanciel, 16.92 Mtep en 2020 et 40.03 Mtep en 2040; cette évolution est essentiellement due à la croissance rapide du parc automobile qui atteindra environ 20 millions véhicule en 2045. Dans le scénario

volontariste, ses consommations de carburants fossile sont réduites à 15.73 Mtep en 2020 et 10.53 Mtep en 2040 (respectivement 7% et 73.7 % de moins que dans le scénario tendanciel).

Le transport routier est à l'origine de l'émission de 54.13 MteqCO₂ en 2020 et 128.08 MteqCO₂ en 2040 dans le scénario tendanciel; c'est le secteur qui connaît la croissance « naturelle » la plus élevée sans aucune intervention. Les orientations inscrites dans le scénario volontariste permettent de réduire les émissions du secteur de 50.34 MteqCO₂ en 2020 et 33.68 MteqCO₂ en 2040 en comparaison au scénario tendanciel. Cette réduction est obtenue principalement par la croissance du taux de pénétration de véhicule à hydrogène dans le marché national.

Chapitre 5

**Elaboration d'un SIG pour
l'aménagement énergétique de
territoire : Application au PNER**

5.1. Introduction

Les énergies renouvelables constituent une alternative aux énergies fossiles. Elles contribuent à répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs pour soutenir une croissance économique durable et lutter contre le changement climatique. En Algérie, leur contribution au mix énergétique est toutefois encore assez marginale. Le pays dispose d'un potentiel suffisant pour couvrir la quasi-totalité des besoins de la demande nationale actuelle et prévisionnelle à long terme, notamment pour les différents services fournis par l'électricité.

L'intégration de sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité est un défi d'une part pour le système électrique actuel et d'autre part pour la répartition géographique. Dans cette optique, nous voulons aborder toutes les questions liées à la fois aux ressources et l'évaluation des sites qui peuvent contribuer à une meilleure mise en œuvre de centrales de production électrique basé sur les énergies renouvelables. En outre, pour intégrer les aspects environnementaux et sociaux dans la conception, et aider à conduire le développement des énergies renouvelables, nous utilisons des systèmes d'aide à la décision basée sur le SIG (Système Information Géographique).

Dans ce chapitre, nous présentons toutes les données disponibles sur le Programme National d'Energie Renouvelable (PNER) proposé par le gouvernement algérien en Mars 2011. Nous présentons ensuite une méthodologie d'analyse critique d'acceptabilité de ce programme proposé en se basant sur les différents paramètres influençant la prise de décision tels que : les conditions environnementales, les caractéristiques des différentes technologies et les situations énergétiques. Dans ce contexte, nous utilisons un outil de traitement des données spatiales qui est le SIG selon les étapes nécessaires suivantes :

- la quantification du potentiel des ressources énergétiques renouvelables et leur exploitabilité technique, développement des cartographies numérisées du potentiel solaire, du vent et du gradient géothermique ;
- l'état des infrastructures du pays et leur adéquation avec des projets de grande envergure d'énergies renouvelables et l'impact environnemental et socio-économique,
- méthodologie d'analyse et d'évaluation énergétique pour le choix des sites favorables pour chaque type de technologie présenté dans le PNER ;
- Etude de cas de coproduction électricité-hydrogène à partir de sources géothermiques.

5.2. Généralités sur le Système d'Information Géographique (SIG)

Un système d'information géographique (SIG) permet à l'utilisateur de rassembler et analyser les données spatiales et interpréter les rapports. Les systèmes informatisés de SIG ont été employés depuis les années 60 et leur utilisation a évolué selon trois différents types d'applications. Premièrement, le système a été employé pour la collection, la coordination et l'accès des données géographiques. Graduellement, le SIG a été employé plus souvent comme outil analytique, représentant des rapports mathématiques entre les données spatiales, telles que des couches de carte, et les diverses informations (Tisza K, 2014). La plus nouvelle utilisation a été l'application des SIG comme système d'aide à la décision dans les méthodes d'Analyse de Décision Multi-Critères (ADMC), par le couplage des logiciels SIG et des méthodes d'optimisation ADMC.

5.2.1. Définition d'un système d'information géographique

Un système d'information géographique est un outil puissant utilisé pour la cartographie digitalisée et l'analyse spatiale. Le SIG fournit la fonctionnalité à la capture, l'analyse, l'affichage et la production de l'information géographique. Les systèmes d'information géographique sont des systèmes d'information qui vont nous permettre d'acquérir, de traiter, d'organiser et de présenter des données géo-référencées. Même s'il est habituel d'entendre qu'un SIG sert principalement à produire des cartes et des plans papier, ceci pourrait être quelque peu réducteur car un SIG peut également permettre de gérer son patrimoine de données spatiales, le SIG étant ainsi un outil de gestion de données à part entière et un système qui englobe à la fois :

- les logiciels pouvant être utilisés (ArcGIS, QGis, MapInfo, Gvsig etc.),
- les données que vont utiliser ces mêmes logiciels (données urbaines, données de réseaux, données routières etc.),
- le matériel informatique (capacité, système d'exploitation etc.)
- les compétences thématiques (c'est l'utilisateur et son "bagage" thématique qui détermine la manière d'utiliser le logiciel).

La figure suivante représente les composants d'un système d'information géographique :



Figure 5. 1: Les composants du SIG (Lavenu G, 2013).

Un projet SIG est considéré comme un ensemble d'activités déclenché pour prendre une décision liée à une problématique. Cet ensemble d'activités se déroule en différentes phases (Faures K, 2007), (Conchita G, 2011):

- Identification des objectifs par rapport à une problématique,
- Evaluation des besoins en couches thématiques, conception de la base de données,
- Collecte et acquisition des données,
- Intégration et structuration des données dans la base,
- Traitement des données (Gestion, requêtes attributaires ou spatiales),
- Restitution des résultats (Cartes, requêtes, tableaux, diagrammes),
- Interprétation et décision.

5.2.2. Différents domaines d'applications du SIG

Les usages et les potentialités d'application des SIG sont diverses et variés. Citons quelques exemples :

a-Urbanisme : Le SIG est un outil efficace pour étudier tout phénomène urbain, pour accompagner toute action urbanistique et prévoir l'organisation territoriale d'une ville. Le SIG peut notamment être utilisé dans le cadre de la gestion de l'occupation des sols ou de l'observation des territoires urbains (politique de la ville).

b- Environnement : L'environnement reste l'un des principaux domaines d'application du Système d'Information Géographique, avec de nombreux exemples d'utilisation qui s'étendent de la surveillance de la qualité des eaux, la prévision du risque incendie, la localisation et le suivi de l'évolution d'espèces animales et/ou végétales, l'étude de l'anthropisation d'un milieu ou bien l'étude d'un couvert végétal. Le SIG est, entre autres, utilisé dans le domaine de l'agriculture (contrôle et prévision de la production agricole, érosion), la foresterie (gestion des ressources forestières) ou l'océanographie (observation des ressources halieutiques, gestion des espèces).

c- Gaz, Electricité et Mines : Le SIG est utilisé dans le cadre de la gestion de réseaux de gaz et d'électricité et permet, par exemple, de connaître à tout moment les caractéristiques de chaque tronçon d'un réseau de distribution ou du réseau entier d'acheminement (permettant ainsi une intervention rapide et efficace sur le réseau). Le SIG permet ainsi de cataloguer et de géo-localiser toute conduite de gaz et/ou d'électricité dans un tissu urbain. Dans le cadre de l'exploration minière, le SIG peut permettre une connaissance précise de la structure géologique des sols, la prospection minière, la contrainte des terrains, les caractéristiques des tracés d'acheminement de la ressource (localisation des pipelines), l'implantation et les caractéristiques des concessions exploitées (onshore/offshore) (Cradden L et al, 2016).

d- Transports : L'utilisation de l'information géographique par un transporteur va permettre à ce dernier de gérer sa flotte de véhicules en fonction de zones de desserte, du trafic ou des perturbations de l'infrastructure (bouchons etc.). Le SIG va par ailleurs permettre une optimisation des tournées (calcul du plus court chemin, prise en compte des gabarits du matériel roulant en fonction des caractéristiques techniques de la voie etc.). Un SIG va donc permettre de gérer, d'analyser et de planifier l'utilisation d'un réseau.

e- Sécurité et défense : Le SIG est très utilisé dans le domaine militaire ou dans un contexte de sécurité et de défense. Dans un contexte d'opérations et d'interventions, la connaissance du territoire est primordial voir déterminant. Le SIG est donc très utile dans ce cadre, car utilisant des données diverses tels que les photos satellitaires ou les renseignements terrains stockés dans des bases de données (permettant l'organisation logistique de missions). Le SIG est également très utilisé dans le cadre de veilles stratégiques.

f- Planification énergétique : le SIG est très utile dans le domaine de planification et de gestion des ressources énergétiques dans un cadre de préservation des ressources et de

renforcement des capacités de production. La planification énergétique territoriale est un élément de réponse permettant de participer à l'atteinte des objectifs que se sont fixés tous les acteurs impliqués dans la gestion et l'aménagement énergétique du territoire. Le SIG est désormais possible d'appréhender de manière systémique l'approvisionnement et la consommation d'énergies d'un territoire, grâce à une structuration spatiale des données et une mise en forme des résultats sur un outil cartographique (Darmayan L et al, 2011). Il est notamment utilisé pour l'aménagement des ressources énergétiques afin de localiser, évaluer et identifier les zones à fortes potentialités (Schiel K et al, 2016). Il est ainsi conçu comme un système d'aide à la décision pour le choix des sites favorables d'implantations des nouveaux projets énergétiques (Noorollahi Y et al, 2016), en association avec un système d'aide à la décision sur le long terme.

5.2.3. Mode de présentation des données dans un SIG

Les informations dans un SIG sont généralement liées à des coordonnées spatiales longitude et latitude (x,y), et par fois l'altitude (z) qui vont indiquer l'emplacement de ces données dans l'espace. Les objets géographique (données géo-localisées) sont organisés sous formes des couches (figure 5.2) contenant un ensemble homogène des données et référencé à un thème tels que : la couche de réseau électrique, de sites de productions, de réseau routier, des stations météorologiques, ... etc.

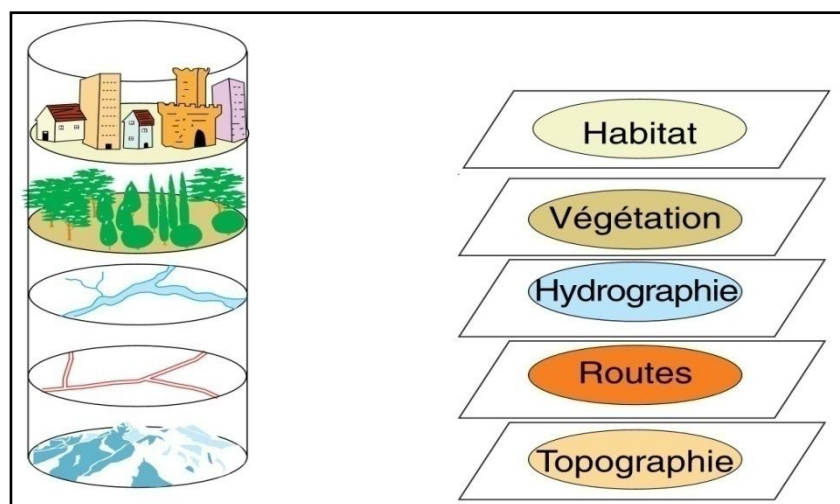


Figure 5. 2: Schéma général d'un SIG (Abourida A, 2007).

Il y a trois types de données qui peuvent être distingué dans un SIG :

5.2.3.1. Les données vectorielles

Les données de type vecteur sont un format par lequel des points, des lignes, et des polygones (figure 5.3) soient employés pour représenter de vrais dispositifs sur la surface terrestre tels que des sites de production, des rues, des limites administratifs, ... etc. Chaque objet spatial est doté d'un identifiant qui permet de relier à un tableau attributaire. Les données vectorielles sont la plupart du temps résultat de la numérisation manuelle ou semi-automatique (Abourida A, 2007).

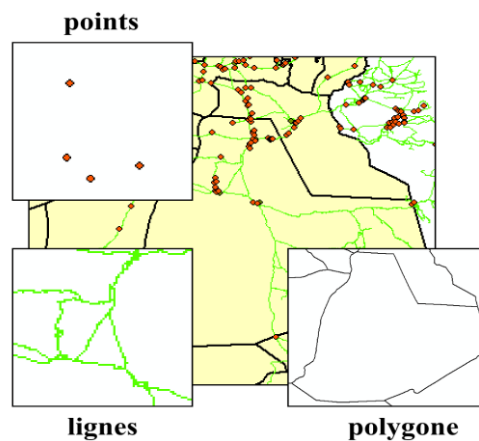


Figure 5. 3: Représentation de l'information en mode vectoriel.

5.2.3.2. Les données raster

Les données de type raster sont des images continues d'une partie de la surface terrestre et ont comme élément essentiel le pixel. Ce sont des données où l'espace est décomposé en régulière organisé en lignes et en colonne (figure 5.4). A chaque composant des cellules ou des pixels de grille, sont associées une ou plusieurs valeurs décrivant les caractéristiques de l'espace. Ce type des données raster proviennent soit d'une image aérienne ou satellitaire, soit le résultat d'un traitement des données dans un SIG.

Si les deux types des données (vecteur et raster) sont géo-référencées dans la même position, elles peuvent être employées dans la même vue.

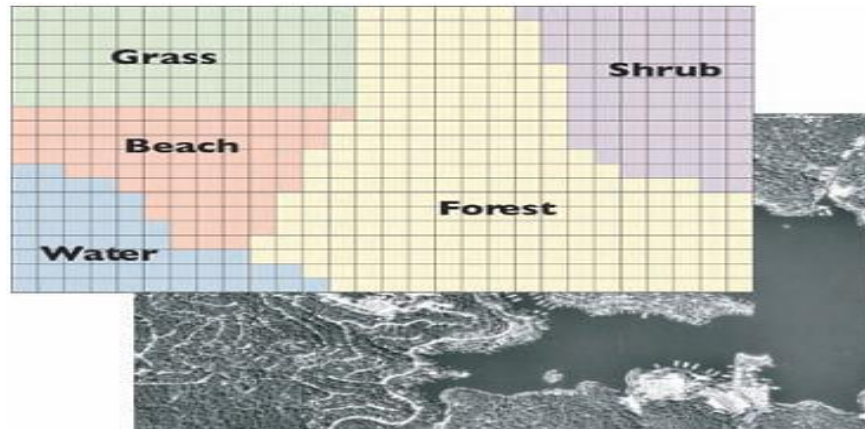


Figure 5. 4: Représentation des données en mode raster (ESRI, 2008).

5.2.3.3. Les données alphanumériques

Les données alphanumériques sont des données textuelles, quantitatives ou descriptives, d'un objet géométrique. Ils sont présentés sous forme des tableaux attributaires contenant des données alphanumériques avec des liens directs à des objets géométriques (figure 5.5). Chaque tableau attributaire se compose en deux champs : un champ classique permettant de stocker des informations décrivant les objets (exemple : nom de station, numéro de la willaya, paramètre mesuré et leur valeur, etc.) et un champ spécifique décrivant le type de l'information (point, ligne, polygone).

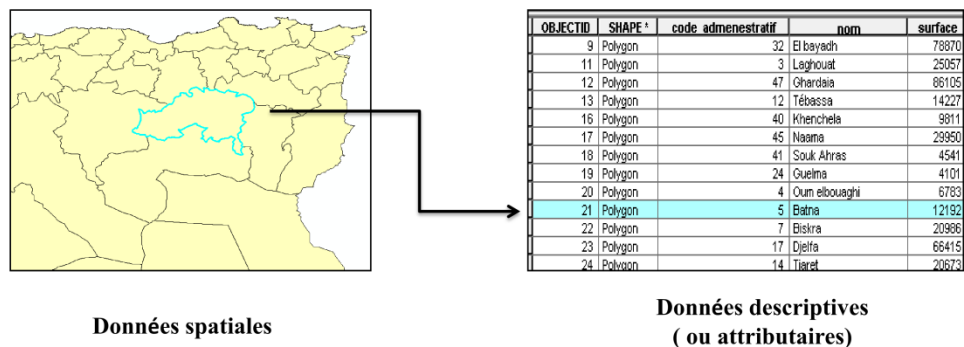


Figure 5. 5 : Exemple des données alphanumériques.

5.2.4. Importation des données dans un SIG

Les données dans un SIG sont le moteur sans lesquelles on ne peut pas fonctionner, et aucun projet peut être construire. Ces données peuvent être de type cartographique tel que des images satellitaires ou des cartographies, ou de type numérique tel que des tableaux Excel.

5.2.4.1. Support cartographique

L'introduction d'une donnée cartographique dans un SIG nécessite une étape essentielle de numérisation et de géo-référencement appelée dans la langue SIG, le calage de la carte (Chaaban F, 2011). C'est en effet, le premier travail entrepris dans le processus de mise en place du SIG. C'est une opération qui consiste à enregistrer les cartes des différents niveaux de découpage sous forme de fichiers cartographiques numériques comportant les coordonnées géographiques réels (x,y) et ce en les géo-référençant après les avoir scanner. Les données géo-référencées sont utilisées pour extraire des données ponctuelles ou spatiales. Ce type de données est de plus en plus utilisé comme support à la prise de décision dans un nombre croissant de domaines d'application et à différents niveaux organisationnels.

Les autres données géographiques proviennent essentiellement de la vectorisation d'image existante : carte, photos ou images satellites. Après avoir géo-numériser les objets, des tableaux attributaires vont être rempli contenant des données alphanumériques selon le besoin de l'opérateur (exemple : la numérisation et la vectorisation d'une carte de réseau routier nécessite un tableau attributaire qui contient des données tels que le type de la route (principale ou secondaire) ainsi que leur numéro et leur longueur.

5.2.4.2. Support numérique

L'importation des données numériques peut se faire à partir d'une base de données structurée dans un format interne au SIG (Système Géo-Data-Base SGDB), ou à travers des fichiers exportés d'autres outils tels que Auto-CAD, Google Earth ou des tableaux Excel contenant toutes les informations structurées d'une façon simple. Néanmoins, un important travail de structuration des données est nécessaire pour le faire coïncider avec la structure interne du SIG.

5.2.5. Logiciels utilisés

5.2.5.1. ArcGIS 9.3

L'ArcGIS englobe la gamme complète des tâches SIG de conception, gestion et édition de données, à la production et visualisation des cartographies et l'analyse spatiales des données géographiques. L'ArcGIS est constitué de trois applications qui sont :

- **ArcMap** : ArcMap est l'application principale dans l'ArcGIS utilisé pour créer des cartes, éditer des données, et permet la visualisation des résultats de l'analyse, tel que des cartographies numérisé.
- **ArcCatalog** : est employé pour établir des bases de données de GIS et les organiser selon le type vecteur (points, lignes, polygones) ou raster. Il est également employé pour rechercher, et contrôler les données géographiques.
- **ArcToolbox** : est la troisième application de l'ArcGIS. Bien que ce ne soit pas accessible dans le menu principal, il est facilement accédé et employé dans ArcMap et ArcCatalog. Les outils dans ArcToolbox sont utilisés pour le traitement, l'analyse, conversion des données géographiques pour développer des nouvelles bases de données.

La figure ci-dessous représente les interfaces des trois applications de l'ArcGIS.

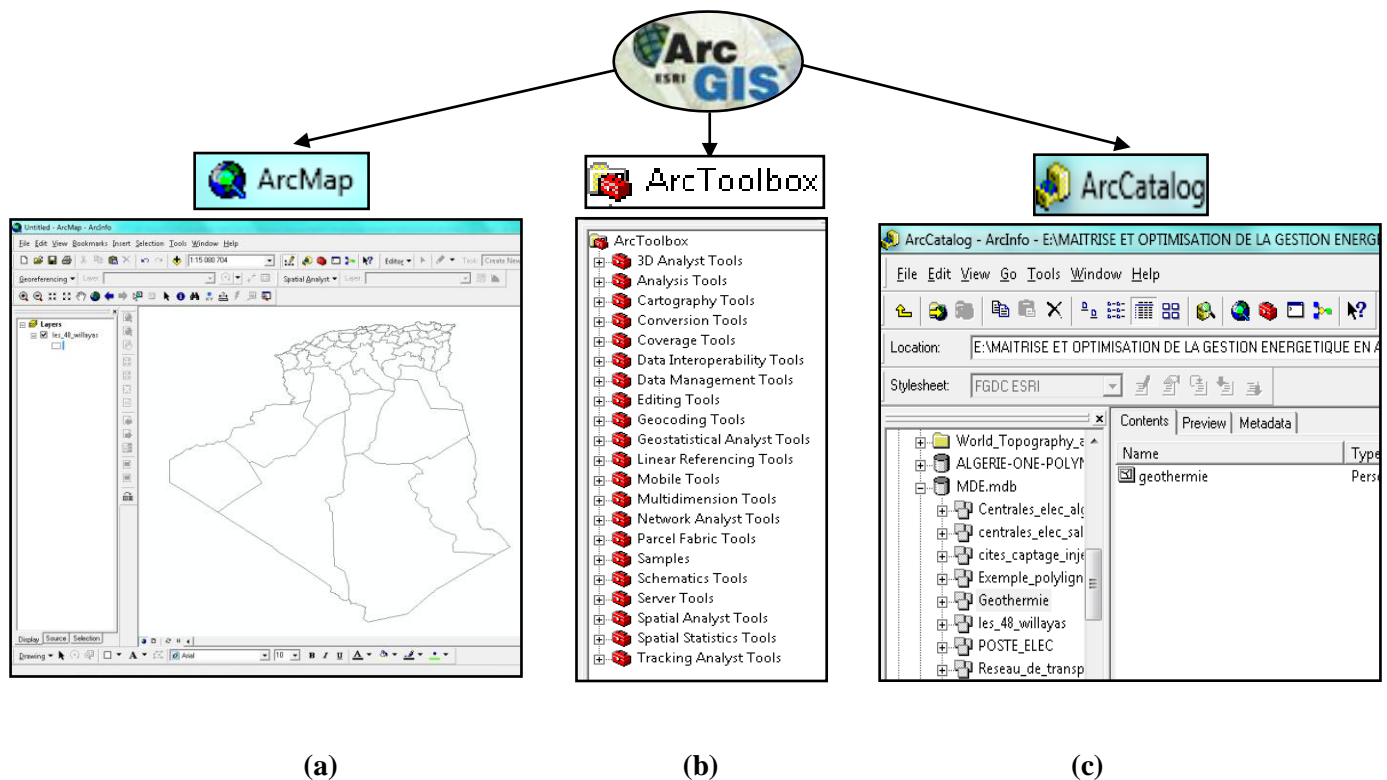


Figure 5. 6 : Présentation des applications de l'ArcGIS 9.3. a) ArcMap, b) ArcCatalog, c) ArcToolbox.

5.3. Mise en place du SIG pour l'aménagement énergétique du territoire

L'Algérie dispose d'un potentiel en énergies renouvelables suffisant pour couvrir la totalité des besoins de la demande actuelle et prévisionnelle à long terme, notamment les

différents services fournis par l'électricité (éclairage, climatisation, chauffage, télécommunications, transport ferroviaire électrique etc.). Le solaire constitue le gisement le plus important. A très long terme, cette forme d'énergie devra être prépondérante dans les bilans énergétiques. Ceci est conforté par le potentiel comparatif des différents gisements, le développement technologique et les réalisations, projets et programmes en cours.

Afin de pouvoir établir une évaluation réaliste des sites favorables pour l'implantation des nouveaux projets de production d'électricité utilisant des sources renouvelables, il est nécessaire d'abord de procéder à l'identification des technologies qui seront mises en œuvre sachant qu'elles devraient représenter celles les plus adaptées au contexte Algérien. Pour cela, nous nous sommes largement appuyés sur les choix technologiques qui ont été discutés et retenus dans le cadre de programme national d'énergies renouvelables en 2011.

Un système d'information géographique et d'analyse spatial ArcGIS 9.3 a été mis en application pour montrer la distribution de l'irradiation solaire, la vitesse du vent et le gradient géothermique sur le territoire national. L'outil ArcGIS inclut des méthodes spécifiques d'interpolation pour estimer dans l'espace des phénomènes continus, ici c'est le solaire et le vent. Le but des méthodes d'interpolation est de créer des grilles extérieures dans ArcGIS afin d'évaluer les valeurs des cellules aux endroits qui manquent des points prélevés.

Parmi les méthodes d'interpolation, il y a Spline, Kriging et Inverse Distance Weighted (IDW). La méthode la plus appropriée dépend de la distribution des points prélevés car l'ensemble de points est assez dense pour capturer l'élargissement de la variation extérieure. Nous devrions mentionner que différentes méthodes ont été examinées pour évaluer les phénomènes et pour créer la surface de grille (raster), la méthode IDW est celle qui a donné les résultats les plus appropriés (Mentis D, 2013), en comparant nos résultats par d'autres dans la littérature (Chellali F et al, 2011), (Boudia S M, 2013). Les données de toutes les stations météorologiques et les points de mesures ont été utilisé comme entrées à un algorithme de la méthode IDW afin de produire des cartographies digitalisées en format raster puis les convertis en format vecteur en utilisant les outils de conversion disponibles sous ArcGIS 9.3.

5.3.1. Collecte des données météorologiques

L'évaluation d'un potentiel est basée essentiellement sur la connaissance des régimes du vent, de solaire et la distribution du gradient géothermique sur le territoire considéré. La

disponibilité des données précises est un paramètre principal dans la gestion de planification et d'opération des systèmes énergétique. Dans cette étude, l'évaluation de potentiel solaire, de vent et de gradient géothermique a été effectuée en utilisant des données recueillies à partir de différentes sources.

- **Les données solaires :** Pour l'évaluation de la ressource solaire en Algérie, nous avons employé les bases de données développées par le projet Solar-Med-Atlas pour la région Méditerranéen, Le projet apporte des données de ressource solaires avec 1 kilomètre de résolution, représentant la période des 20 dernières années pour une région, couvrant les pays : L'Algérie, Egypte, Jordanie, Le Liban, Libye, Mauritanie, Maroc, Palestine, la Syrie, la Tunisie, et la Turquie (Suri M, 2012). L'irradiation horizontale globale (GHI) et l'irradiation normale directe (DNI) sont dérivées des satellites de Meteosat et des données atmosphériques, et elles sont validées avec les mesures au sol existantes dans la région. La base de données finale du projet est disponible en ligne, par l'intermédiaire du système d'information qui assure l'accès efficace aux données. Les données solaires (GHI et DNI en kWh/m².an) mensuelles et annuelles sont téléchargées sous format (.xls) pour les chefs lieu des 48 wilayas, le choix des 48 points est effectué pour assurer la répartition de l'information sur toute la superficie nationale qui influe directement sur l'opération d'interpolation. Les coordonnées géographiques, la situation topographique ainsi que les données solaires GHI et DNI pour chaque chef lieu de wilaya sont représentées en annexe tableau 5.a.
- **Les données du vent :** L'évaluation du potentiel de vent est basée sur la connaissance des régimes de vent du territoire considéré. En principe, le comportement de la vitesse du vent est différent de celui du rayonnement solaire, parce que la vitesse du vent élevée peut être disponible spécifiquement dans quelques secteurs qui ne sont pas obligatoirement identiques au rayonnement solaire qui est habituellement disponible pour tous les emplacements du territoire (Dagdougui H, 2011). Différents travaux antérieurs pour l'établissement des cartes des vents en Algérie, ont été effectué, tels que : l'étude réalisée par Chellali F et al en 2011 pour la contribution au développement et actualisation du carte de vent en Algérie basé sur les données de 37 stations (Chellali F et al, 2011). Un travail plus récent a été réalisé au niveau de l'Unité de Recherche en Matériaux et Energies Renouvelables (URMER) de l'université de Tlemcen dans le cadre de réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie, publié en 2013, dont les données de vitesses du vent utilisées sont collectées, à 10m du sol, pour 63 stations météorologiques répartis sur l'ensemble du

territoire national sur une période de 10 ans (Boudia S M, 2013). Ces données (voir annexe tableau 5.b) ont été employées pour le développement d'une cartographie géo-numérisée de la vitesse du vent pour l'employer au choix des sites d'implantation des projets éoliens dans le cadre de la discussion du programme national d'énergie renouvelable.

▪ **Les données géothermiques :**

Les données géothermiques disponibles dans la littérature ont été collectées dont le but est de favoriser le développement des ressources chaudes des eaux souterraines du pays. Bien que l'exploration des données géothermiques a été commencée depuis les années 1967 (Saibi H, 2009). Peu d'études ont été disponibles dans la littérature, telles que (Saibi H, 2009), (Kedaid F Z, 2007), (Himri Y et al, 2009). L'étude la plus récente est celle réalisée par Kedaid F Z en 2007, cette étude présente une base de données importante sur les ressources géothermiques à basse température en Algérie, dont incluent des informations sur les sources thermales et les puits de forage, une description des ressources d'eau chaude, et les cartes thématiques. Une cartographie géo-numérisée du gradient géothermique a été développé (Gouareh A et al, 2015), en utilisant les outils d'analyse spatiale disponible sous ArcGIS 9.3 (géo-référencement et extraction des contours) en se basant sur les données présentés dans (Kedaid F Z, 2007).

5.3.2. Les ressources solaires

En Algérie, l'ensoleillement annuel moyen est évalué à 2000 heures, avec une moyenne d'ensoleillement de 6.57 kWh/m²/jour. Avec un territoire composé de 86% de désert saharien et de par son positionnement géographique, l'Algérie possède un champ solaire le plus important au monde (Khoury J et al, 2016). Si on devait comparer le solaire au gaz naturel, le potentiel solaire algérien est équivalent à un volume de 37,000 milliards de mètres cubes, soit plus de 8 fois les réserves de gaz naturel du pays, à la différence que le potentiel solaire est renouvelable, contrairement au gaz naturel (CEA-AN, 2012). Le tableau suivant donne le potentiel solaire algérien en chiffres et selon la localisation.

Tableau 5. 1: Potentiel solaire algérien en durée d'ensoleillement et en énergie reçue moyenne (CEA-AN, 2012).

	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m²/an)	1700	1900	2650

La figure suivante représente une cartographie d'irradiations solaires reçues sur un plan horizontal en kWh/m².an développée sous Arc-gis 9.3 :

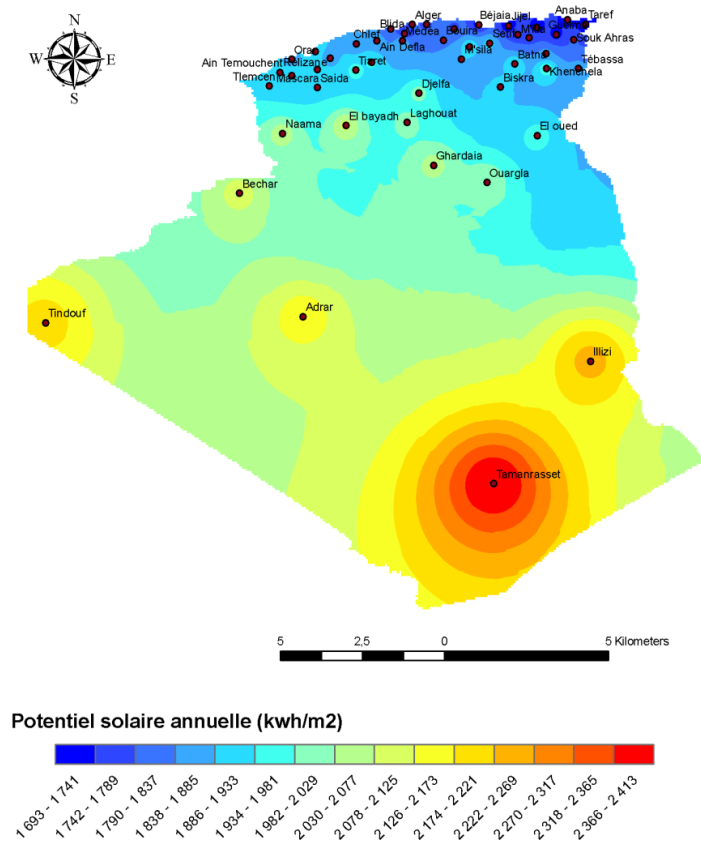


Figure 5. 7: Carte d'irradiations solaires reçues sur un plant horizontal en kWh/m2.an développée sous ArcGIS 9.3.

5.3.3. Les ressources éoliennes

En Algérie, le potentiel éolien est relativement modéré, les vitesses du vent varient entre 2 et 6 m/s. Ce potentiel énergétique est idéal pour pomper l'eau dans les Hauts Plateaux, mais il est marginal pour les grands projets commerciaux. Les sites prometteurs sont situés dans la région de l'Adrar, au sud, au Hassi R'mel, la région s'étendant de Meghres à Biskra à l'Est et d'El Kheiter à Tiaret à l'ouest. Un certain nombre de sites, le long de la côte, ont des vitesses moyennes de vent supérieures à 5 m/s, s'élevant à plus de 8.5 m/s à 80m (CEA-AN, 2012).

La figure suivante représente une cartographie de la vitesse annuelle moyenne du vent à 10m du sol développée sous Arc-gis 9.3 :

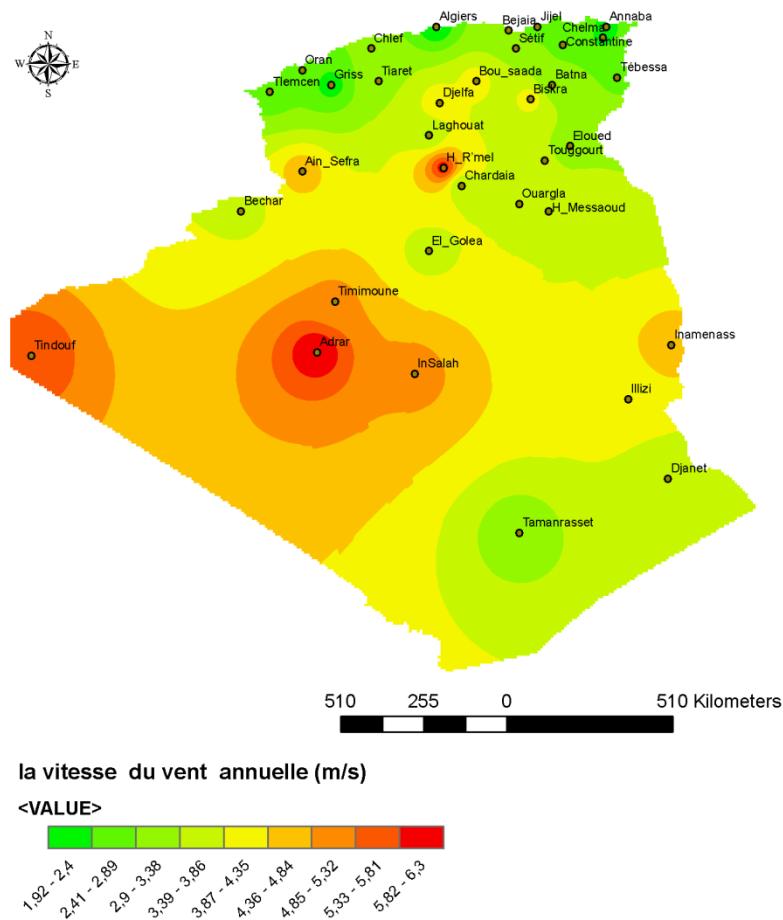


Figure 5. 8: Carte de la vitesse du vent en m/s développée sous ArcGIS 9.3.

5.3.4. Les ressources géothermiques

L'Algérie dispose d'un potentiel géothermique important où les ressources géothermiques sont de type de bas-enthalpie (Bertani R, 2016). Ce potentiel est estimé en termes de production d'électricité à 700 MW (CEA-AN, 2012). Plus de 200 sources chaudes ont été identifiées et situées principalement au Nord-Est et Nord-Ouest du pays. L'un tiers de ces sources a des températures supérieures à 45 °C (Himri Y et al, 2009) et un débit de plus de 2 m³/s à la sortie du réservoir. Plus au sud, le pays recèle un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de km². Ces réservoirs sont appelés nappe albienne avec des profondeurs entre 1000 et 2700 m, dont la température moyenne à la sortie est de 57°C. Certaines sources présentent des températures plus importantes tels que Hamman Meskhoutine 98 °C (Kedaid F, 2007). Malgré la disponibilité d'un potentiel géothermique important, les ressources existantes sont employées seulement pour le chauffage des locaux comme le cas à Hammam Maskhoutine, Touggourt et Ghardaia. Un système de chauffage résidentiel, alimenté par l'eau géothermique à 69 °C, est également prévu pour Hammam Righa (Himri Y et al, 2009).

La figure suivante représente une cartographie de la distribution du gradient géothermique dans le territoire national élaboré sous ArcGIS 9.3 :

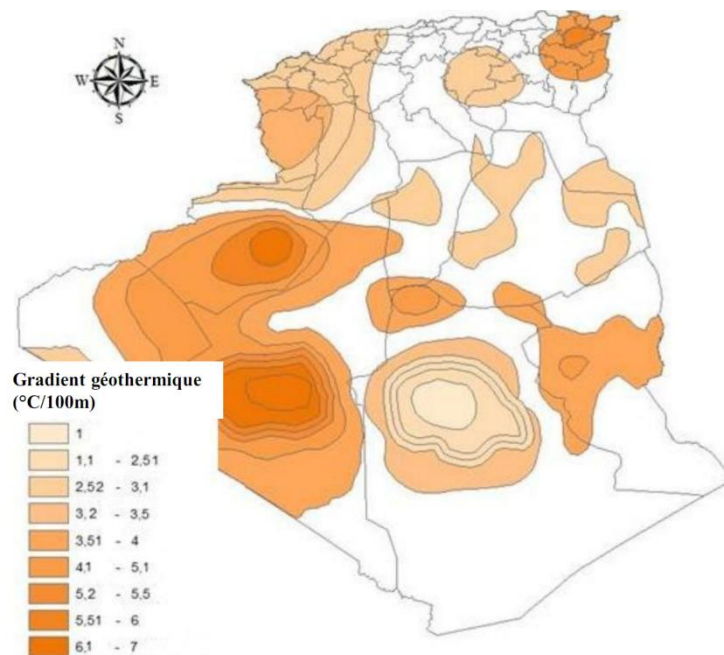


Figure 5. 9 : Carte des ressources géothermiques (Gouareh A et al, 2015).

5.3.5. Les ressources en biomasse

La part de la biomasse dans les bilans énergétiques Algérien, est négligeable. En Algérie, les zones forestières couvrent environ 250 millions d'hectares, soit moins de 10% de la surface totale du pays. Théoriquement, le potentiel total de la biomasse est estimé à 37 Mtep dont environ 10% pourraient être récupérés, 5 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles sont produits annuellement. Le potentiel théorique d'énergie avoisine les 1.33 millions tep/an (CEA-AN, 2012). Aucune cartographie n'a été développée pour le potentiel d'énergie d'origine biomasse dans cette étude.

5.4. Les technologies de conversions

On focalisera principalement sur les 3 technologies discutées dans le cadre du programme national des énergies renouvelables, à savoir le PV, le CSP, et l'Eolien.

5.4.1. Le photovoltaïque (PV)

Les modules photovoltaïques transforment directement le rayonnement solaire en électricité (courant continu). Un onduleur transforme le courant produit par les modules en courant alternatif compatible avec le réseau de distribution de l'électricité. Pour les applications photovoltaïques (PV). On distingue quatre technologies de modules photovoltaïques tels que : silicium monocristallin, du silicium poly cristallin, des couches minces CdTe et de l'amorphe a-Si. Toutes ces technologies offrent des réelles possibilités de pénétration du marché de l'électricité algérien (Said N, 2013). La prédominante étant la technologie cristalline qui compte 90% de la capacité PV installée au niveau mondial. Les modules commercialisés disposent d'un rendement aux alentours de 14-15%, alors que certains prototypes ont atteints des rendements de l'ordre de 20%. La deuxième technologie la plus répandue est celle des couches minces. Le principe consiste à déposer, sous vide, sur un substrat une couche uniforme de semi-conducteurs. Ce type de cellules est moins coûteux mais les rendements sont également moindres (11 à 13%). Il existe d'autres technologies telles le CPV (Concentrated Photovoltaics - photovoltaïque à concentration) ou les cellules organiques. Les cellules à concentration (CPV) sont placées au sein d'un foyer qui concentre la lumière. Leur rendement dépasse les 30-35%, mais elles doivent absolument disposer d'un système de tracking, pour suivre la trajectoire du soleil.

Les cellules organiques sont composées de semi-conducteurs organiques, disposés sur un substrat de plastique ou de verre. Cette technologie, encore au stade expérimental, a un rendement modéré (10%) mais présente des perspectives de réduction des coûts intéressantes (DG, GIZ, 2013).

▪ **Module photovoltaïque du Condor :**

En Algérie, Des modules photovoltaïques ont été construite par la société Condor Electronics pour différentes échelles de puissance et avec des tailles différentes. La fabrication de ces modules photovoltaïques passe par l'encapsulation qui a pour but de regrouper les cellules en série ou en parallèle afin de permettre leur utilisation à des tensions et à des courants pratiques tout en assurant leur isolation électrique et leur protection contre les facteurs extérieurs. Cette protection doit permettre une durée de vie des modules photovoltaïques supérieure ou égale à 25 ans. Condor Electronics utilise deux types de cellules, monocristalline et polycristalline. La résine transparente utilisée est une résine thermosensible, formée d'Ethylène Vinyle Acétate "I.E.V.A", traitée thermiquement entre 150 et 160°C. Enfin, les modules photovoltaïques de Condor Electronics répondent aux standards et normes internationaux. L'usine est dotée d'un laboratoire de contrôle à la réception de matières premières et composantes ainsi que des équipements d'inspection et de contrôle au niveau de la chaîne de production (CDER, 2014).

5.4.2. Le CSP (Concentrated Solar Power)

Sur la base des installations actuelles, nous pouvons identifier quatre technologies dans le solaire concentré (CSP), Pour le CSP, il s'agit des centrales cylindro-paraboliques, des centrales à tour, des centrales à concentrateurs de Fresnel et des modules paraboloïdes/Stirling (Said N, 2013). Le principe de base d'une centrale CSP est de convertir l'énergie solaire en chaleur, qui sera utilisée pour entrainer des turbines. Le rayonnement solaire sera concentré afin d'atteindre les températures de fonctionnement nécessaires (Boukelia T, 2013). Il existe une variété de techniques de concentrateurs solaires. On distingue celles avec focalisation linéaire (miroirs cylindro-paraboliques, miroirs de Fresnel) de celles avec des concentrateurs ponctuels (système à tour ou Dish Stirling). La figure suivante montre les 4 principaux systèmes de concentration :

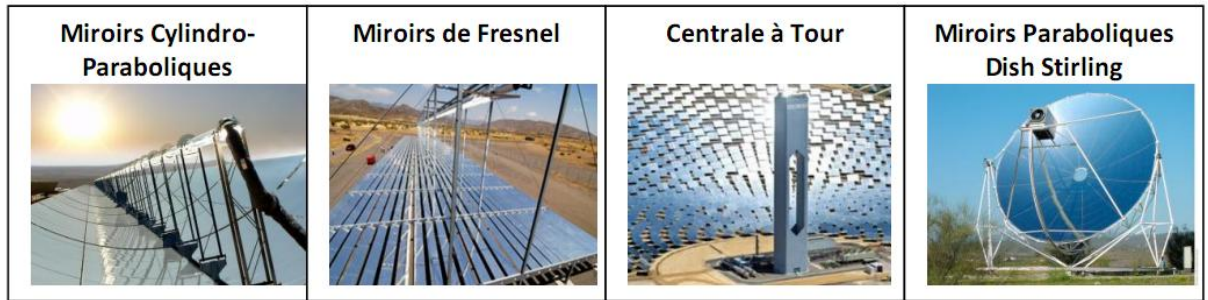


Figure 5. 10 : Principales technologies CSP.

La technologie des miroirs cylindro-paraboliques est la technique CSP la plus répandue et la plus éprouvée, à ce jour. Les rayons solaires sont reflétés par le miroir cylindrique pour converger vers un tube collecteur, situé le long de la ligne focale du réflecteur, et dans lequel circule un fluide caloporteur (huile, sels fondus, eau...etc.). La chaleur ainsi accumulée sert à créer de la vapeur qui sera injectée dans une turbine afin de générer de l'électricité.

La technologie des miroirs de Fresnel à focalisation linéaire est assez proche de celle des miroirs cylindro-parabolique. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur à l'aide d'une succession de miroirs plans. L'un des avantages de cette technique est la faible complexité du système. Dans les centrales CSP à Tour, on utilise de nombreux miroirs (héliostats) qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur placé au sommet de la tour solaire. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et réfléchit les rayons en direction du récepteur dans lequel circule un fluide caloporteur (huile, sels fondus, eau et air). Le facteur de concentration varie de 600 à quelques milliers, ce qui permet d'atteindre des températures élevées (800°C à 1000°C) (DG, GIZ, 2013).

5.4.3. L'éolien

Une éolienne est une machine permettant de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Le principe de fonctionnement d'une éolienne est relativement simple: le vent fait tourner des pales (généralement trois) qui font elles-mêmes tourner le générateur situé dans la nacelle. Ce générateur transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique. L'avantage de cette technologie est qu'elle est déjà compétitive en comparaison aux technologies conventionnelles. Les inconvénients étant son intermittence et le fait qu'elle n'offre pas de possibilités de stockage à un coût intéressant (DG, GIZ, 2013). Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est

montée l'hélice : des turbines éoliennes à axe horizontal et des turbines éoliennes à axe vertical, comme représente la figure suivante (Gergaud O, 2009):



Figure 5. 11: Technologies d'éoliennes, (a) à axe horizontal et (b) à axe vertical.

5.5. Présentation du Programme National des Energies Renouvelable (PNER)

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie à demain. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22,000 MW entre 2011 et 2030 dont 54.5% seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 45.5% à l'exportation. (PNER, 2011)

L'Algérie a adopté en 2011 une stratégie ayant pour objectif de produire d'ici 2030, 40% d'électricité à partir de ressources renouvelables. Cette stratégie vise en outre à développer une véritable industrie du solaire, associée à un programme de formation et de capitalisation qui permettra, à terme, d'asseoir un savoir-faire efficient, notamment en matière d'engineering et de management de projets.

Ce programme inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides. Sa mise en œuvre, placée sous l'égide du ministère de l'énergie et des mines, est ouverte aux opérateurs publics et privés.

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.

Les principales phases de développement du programme en matière de capacité installée sont résumées dans la figure 5.12.

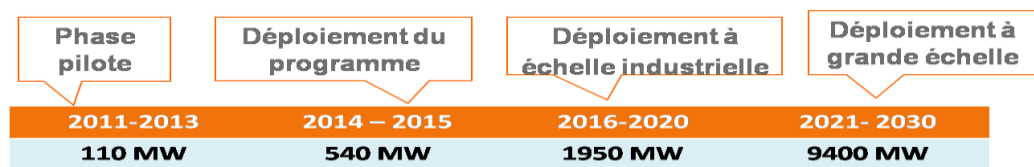


Figure 5. 12 : Principales phases de développement du PNER.

La première étape du PNER a été consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles. La seconde étape, pour la période entre 2014 et 2015, le programme a connu leur début du déploiement. Une dernière étape de 2016 à 2020, sera celle du déploiement à échelle industrielle puis à grande échelle de 2021 à 2030 par l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030 (PNER, 2011).

Parallèlement aux projets inscrits dans le PNER, les pouvoirs publics favoriseront toute intervention d'autres opérateurs privés ou publics dans le développement des énergies renouvelables. Dans ce sens, l'état accordera les aides financières et techniques nécessaires dans des conditions devant être définies par la réglementation à mettre en place à cet effet. Ce plan national des énergies renouvelables devrait permettre à l'Algérie de se positionner comme acteur incontournable en la matière dans la région et fournisseur majeur d'électricité verte en direction du marché européen

La figure suivante représente l'évolution de la capacité totale installée pour chaque type de technologie.

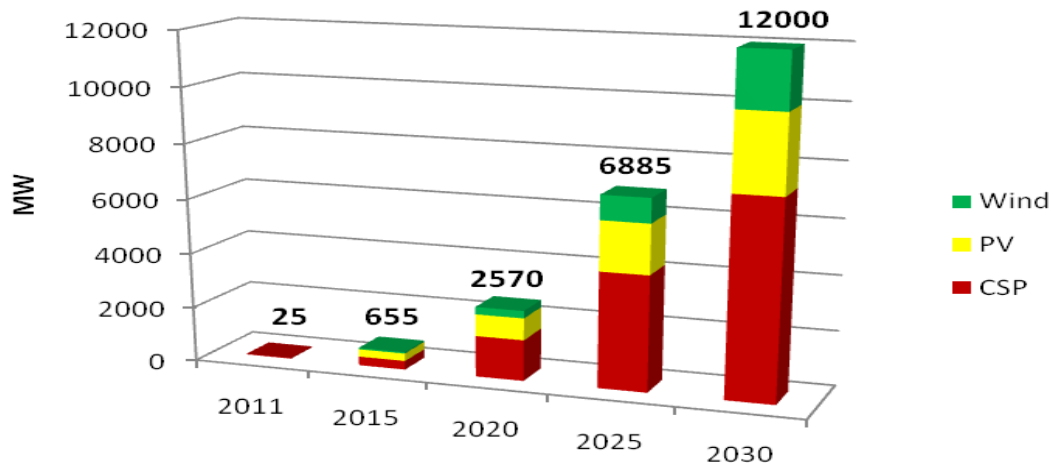


Figure 5. 13 : Evolution de la capacité totale installée des énergies renouvelables pour la réalisation des 12,000 MW en 2030.

Le programme prévoit la réalisation de 67 projets d'ici 2020, pour une puissance installée de 2,357 MW, selon la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), ces projets de centrales sont répartis sur une vingtaine de wilayas du Sud, des Hauts Plateaux et aussi des nord et regroupés en quatre filières, à savoir le solaire photovoltaïque et thermique, l'éolien et l'hybridation entre le solaire et le gaz (CDER, 2011).

5.5.1. La filière solaire photovoltaïque

Cette filière totalise 26 projets (Annexe tableau 5.c) avec une capacité installée globale de 638 MW. La plus importante de ces centrales en matière de puissance sera installée dans la wilaya de Djelfa avec une puissance de 48 MW, tandis que la plus petite sera construite à Aoulef dans la wilaya d'Adrar avec une puissance de 5 MW. La figure ci-dessous représente une cartographie, développée sous ArcGIS 9.3, des installations solaires photovoltaïques selon la proposition du PNER jusqu'en 2020.

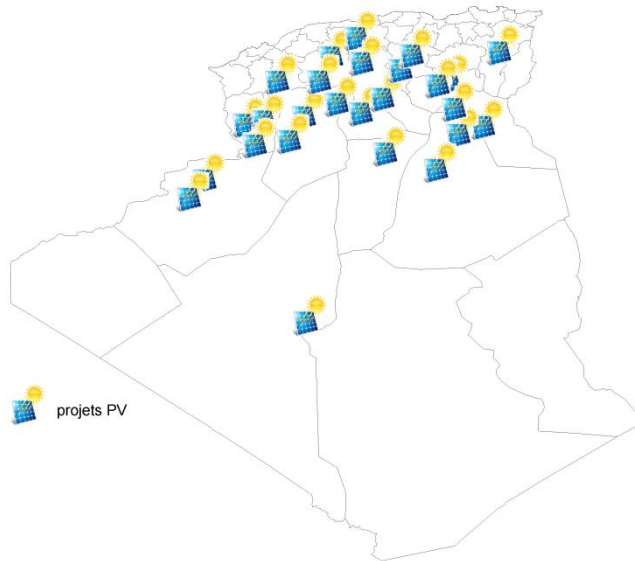


Figure 5. 14 : Géo-localisation des installations solaires PV selon le PNER.

Pour donner une évaluation énergétique des installations proposées, nous avons adopté un système de classification des zones selon deux critères :

- **Critère I :** l'énergie solaire recueillie sur une période d'une année. Nous résumons les données concernées réparties en 5 classes (A : meilleure zone ; E : zone très défavorable) pour accueillir ce genre de projet. Le classement selon le critère I ainsi que t le nombre de projets concernés sont présentés dans le tableau 5.2.
- **Critère II :** la différence entre la production et la consommation en énergie électrique (Production-Consommation). Nous résumons les données concernées réparties en 5 classes (+2 : zone très excédentaire ; 0 : zone en équilibre ; -2 : zone très déficitaire) pour accueillir ce genre de projet. Le classement selon le critère II ainsi que le nombre de projets concernés sont présentés dans le tableau 5.3.

Tableau 5. 2: Classification des projets selon l'énergie solaire recueillie.

Classe	Energie recueillie en kWh/m ² .an	Superficie en %	Nombre de projets concernés
A	2,270 – 2,413	4.8	0
B	2,126 – 2,269	20	0
C	1,982 – 2,125	52.2	11
D	1,838 – 1,981	20.7	15
E	1,693 – 1,837	2.3	0

Tableau 5.3 : Classification des projets selon le besoin en énergie électrique.

Classe	(Production – Consommation) en GWh	Code de wilayas Concernées	Nombre de projets concernés
-2	-1,500 à -1,000	<u>7</u> , 13, 15, 16, 19, 25	2
-1	-1,000 à -500	2, 6, 10, 12, <u>17</u> , 23, 27, 29, 34, <u>39</u> , 43, 44	4
0	-500 à 500	<u>1</u> , <u>4</u> , 5, <u>8</u> , 11, <u>20</u> , 22, 24, <u>32</u> , 33, 37, <u>38</u> , 41, <u>47</u>	9
+1	500 à 1,000	<u>3</u> , 21, 40, <u>45</u>	5
+2	1,000 à 1,500	9, <u>14</u> , 18, <u>26</u> , <u>28</u> , <u>30</u> , 31, 35, 36, 42, 46, 48	6

Dans la figure suivante, nous représentons la distribution spatiale des projets de centrales photovoltaïques tout en précisant la classification concernée pour les deux critères choisis.

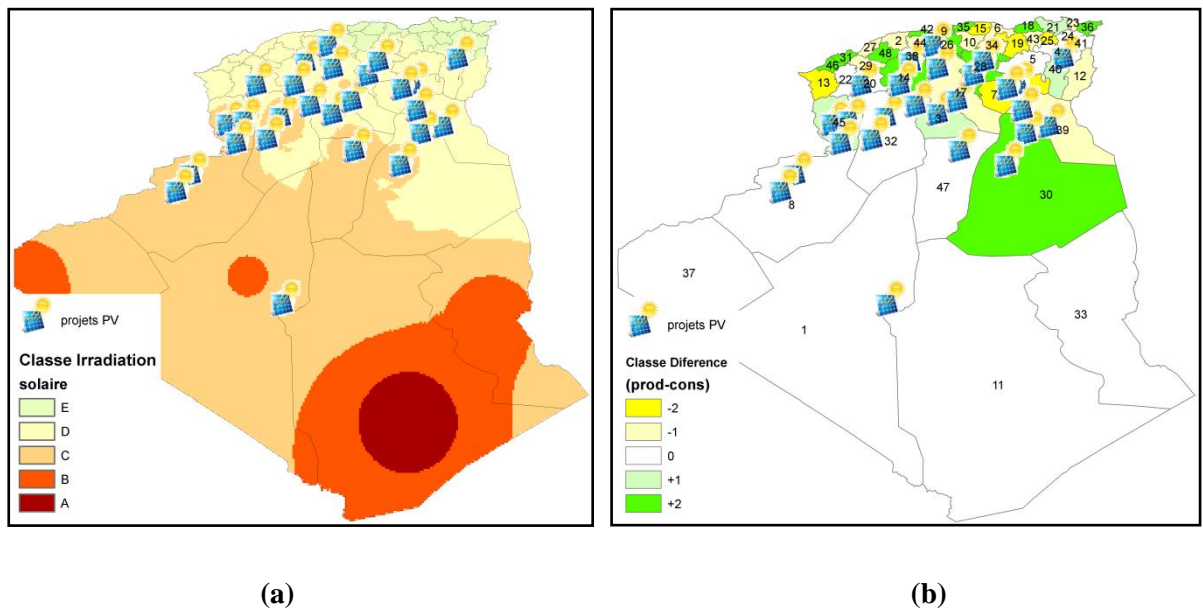


Figure 5.15: Classification des centrales photovoltaïques a) selon l'énergie solaire recueillie (critère I), b) selon la différence (production- consommation) d'énergie électrique (critère II).

Dans le souci d'optimiser la filière photovoltaïque dans le projet national des énergies renouvelables, nous avons considéré une nouvelle distribution géographique de telle manière que les sites des projets soient installés dans des zones de classe supérieure (ex : un projet en site de classe C passe à un site de classe A selon le critère I). L'énergie électrique produite d'une installation photovoltaïque est donnée par l'équation suivante :

$$E_{elec} = H_i * S * \eta \quad (1)$$

Où : E_{elec} [kWh/an] : énergie électrique produite en sortie du système sur un an.

H_i [kWh/m².an] : irradiation globale reçue par unité de surface pendant une année,

S [m²] : surface du champ des modules photovoltaïques,

η : rendement global du système.

Avec des panneaux photovoltaïques de tels caractéristiques (puissance : 222 W, surface 1.63m² et un rendement de 15%) (Sigal A et al, 2014), les gains énergétiques d'origine photovoltaïque recueillie sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 5. 4 : Caractéristiques des stations photovoltaïques après amélioration.

Site du projet	Puissance en MW	Classement Critère I	Gain en énergie en MWh	Site du projet	Puissance en MW	Classement Critère I	Gain en énergie en MWh
EL OUED	18	D → B	6	MEDEA	20	D → B	6
SAIDA	25	D → B	8	AIN OUSSARA	26	D → B	8
NAAMA	25	C → A	8	DJELFA	48	D → B	15
MECHRIA	20	C → A	6	BOUSSAADA	22	D → B	7
TISSEMSILT	26	D → B	8	BECHAR	26	C → A	8
EL-BAYADH	30	C → A	10	BISKRA	25	D → B	8
AIN BEIDA	27	D → B	9	M'SILA	44	D → B	14
TIARET	20	D → B	6	ABADLA	9	C → A	3
AFLOU	16	D → B	5	LABIOD SIDI CHEIKH	8	C → A	3
GHARDAIA	20	C → A	6	AIN SAFRA	8	C → A	3
LAGHOUAT	20	C → A	6	MGHAIR	28	D → B	9
TOUGGOURT	23	D → B	7	AOULEF	5	C → A	2
OUARGLA	39	C → A	12	TOLGA	35	D → B	11

La quantité d'énergie électrique d'origine photovoltaïque recueillie à partir des mêmes projets suite à la modification des sites plus favorables est de 194 MWh. Elle représente environ 15% de la quantité d'énergie totale prévue par le PNER.

5.5.2. La filière CSP

Le même nombre d'installations (Annexe tableau 5.d) a été attribué pour la production d'électricité par les technologies de concentration solaire destinées aux régions du Sud non

connectées au réseau national de distribution électrique. La puissance globale allouée pour cette filière est beaucoup moins importante avec quelque 109 MW. La plus grande de ces centrales sera réalisée dans la wilaya d'Adrar avec une puissance de 20 MW, alors que la plus petite sera réalisée à Tin Alkoum dans la wilaya d'Illizi avec une puissance de 0.02 MW.

La figure ci-dessous représente une cartographie, développée sous ArcGIS 9.3, des installations CSP selon la proposition du PNER jusqu'en 2020.

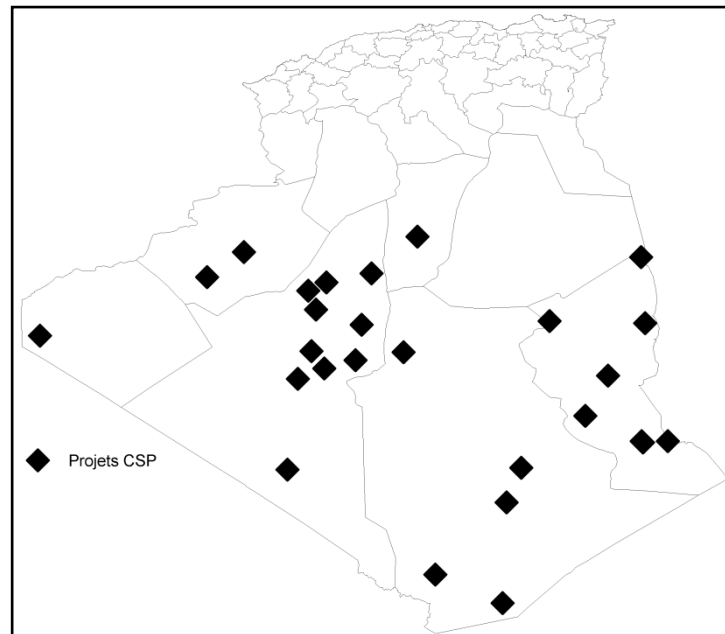


Figure 5. 16 : Géo-localisation des installations CSP selon le PNER.

Le classement selon le critère I ainsi que le nombre de projets concernés sont présentés dans le tableau 5.5.

Tableau 5. 5 : Classification des projets selon l'énergie solaire recueillie.

Classe	Energie recueillie en kWh/m ² .an	Superficie en %	Nombre de projets concernés
A	2,270 – 2,413	4.8	2
B	2,126 – 2,269	20	9
C	1,982 – 2,125	52.2	15
D	1,838 – 1,981	20.7	1
E	1,693 – 1,837	2.3	0

Le classement selon le critère II ainsi que le nombre de projets concernés sont présentés dans le tableau 5.6.

Tableau 5. 6 : Classification des projets selon le besoin en énergie électrique.

Classe	(Production – Consommation) en GWh	Code de wilayas Concernées	Nombre de projets concernés
-2	-1,500 à -1,000	7, 13, 15, 16, 19, 25	0
-1	-1,000 à -500	2, 6, 10, 12, 17, 23, 27, 29, 34, 39, 43, 44	0
0	-500 à 500	<u>1</u> , 4, 5, <u>8</u> , <u>11</u> , 20, 22, 24, 32, <u>33</u> , <u>37</u> , 38, 41, <u>47</u>	27
+1	500 à 1,000	3, 21, 40, 45	0
+2	1,000 à 1,500	9, 14, 18, 26, 28, 30, 31, 35, 36, 42, 46, 48	0

Dans la figure suivante, nous représentons la distribution spatiale des projets CSP tout en précisant la classification concernée.

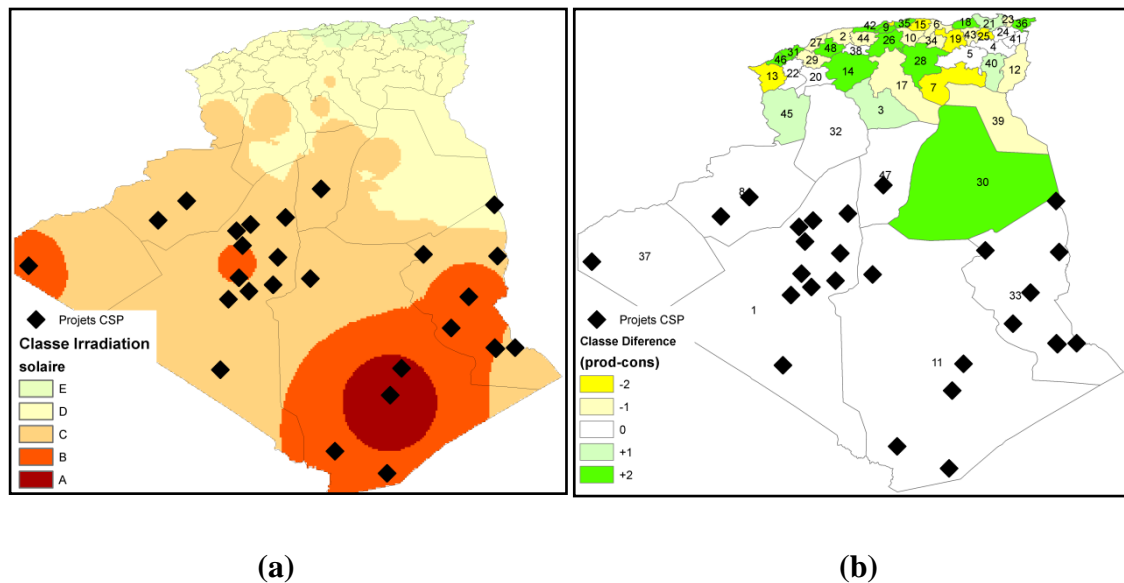


Figure 5. 17 : Classification des centrales CSP, a) selon l'énergie solaire recueillie (critère I), b) selon la différence (production - consommation) d'énergie électrique (critère II).

5.5.3. La filière hybride (gaz naturel-CSP)

Le gouvernement algérien repose en partie sur le développement privilégié de la filière gaz naturel-CSP, avec six centrales prévues et une autre qui a été déjà réalisé à Hassi R'mel

(Annexe tableau 5.e) d'une puissance totale d'environ 150 MW. Le segment du solaire thermique totalise, en effet, la plus importante puissance installée, soit 1,350 MW à l'horizon 2020. La puissance des stations varie entre 150 et 400 MW. La figure suivante nous indique les sites d'implantation des stations hybrides. L'objectif recherché est de produire 7,200 MW à partir de la filière gaz naturel-CSP à l'horizon 2030. Sur la période 2011-2020, il est prévu de réaliser six centrales thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW, puis l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023 et 600 MW par an jusqu'en 2030 (Takilalte A, 2014).

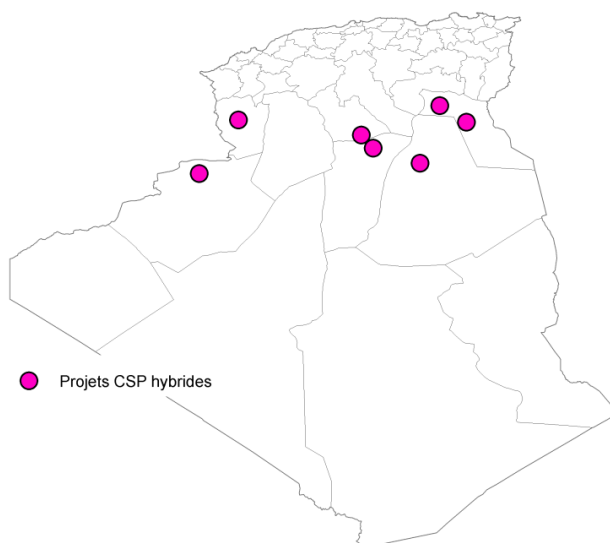


Figure 5. 18 : Géo-localisation des installations CSP hybrides selon le PNER.

Une installation hybride efficace nécessite à la fois un potentiel solaire important et un accès au réseau de distribution gazier. Donc pour donner une évaluation énergétique des installations proposées, nous avons adopté en plus des deux classifications précédentes (critères I et II), un troisième critère de classification élaboré comme suit :

- **Critère III :** la distance au réseau de transport gazier existant.

Cela nécessite une vectorisation du réseau de transport gazier en utilisant le SIG et en se basant sur la carte publiée par Sonatrach (Annexe figure 5.g), puis une classification des zones a été faite selon leur emplacement par rapport au réseau gazier. Nous résumons les données concernées réparties en 5 classes (A : zone très favorable; E : zone très défavorable) pour accueillir ce genre de projet.

Le classement selon le critère I ainsi que le nombre de projets concernés sont présentés dans le tableau 5.7.

Tableau 5. 7: Classification des projets selon l'énergie solaire recueillie.

Classe	Energie recueillie en kWh/m ² .an	Superficie en %	Nombre de projets concernés
A	2,270 – 2,413	4.8	0
B	2,126 – 2,269	20	0
C	1,982 – 2,125	52.2	5
D	1,838 – 1,981	20.7	2
E	1,693 – 1,837	2.3	0

Le classement selon le critère II ainsi que le nombre de projets concernés sont présentés dans le tableau 5.8.

Tableau 5. 8 : Classification des zones selon le besoin en énergie électrique.

Classe	(Production –Consommation) en GWh	Code de wilayas Concernées	Nombre de projets concernés
-2	-1,500 à -1,000	7, 13, 15, 16, 19, 25	0
-1	-1,000 à -500	2, 6, 10, 12, 17, 23, 27, 29, 34, 39 , 43, 44	2
0	-500 à 500	1, 4, 5, 8 , 11, 20, 22, 24, 32, 33, 37, 38, 41, 47	2
+1	500 à 1,000	3 , 21, 40, 45	2
+2	1,000 à 1,500	9, 14, 18, 26, 28, 30, 31, 35, 36, 42, 46, 48	0

Le classement selon le critère III ainsi que le nombre de projets concernés sont présentés dans le tableau 5.9.

Tableau 5. 9 : Classification des zones selon la distance au réseau de transport gazier

Classe	Distance au réseau gazière en km	Superficie en %	Nombre de projets concernés
A	0– 50	30.4	4
B	50 – 100	22.7	1
C	100 – 150	17.7	0
D	150 – 200	14.2	0
E	200 – 250	15	1

Nous remarquons que la répartition spatiale des projets hybrides, selon la classification relative au critère III (distance au réseau de transport gazier), peut être justifiée dans son ensemble, sauf pour le projet de la centrale de Béchar (distance au réseau gazier = 350 km) qui nécessite un investissement coûteux pour l'approvisionnement en gaz. Dans la figure ci-dessous, nous représentons la distribution spatiale des projets CSP hybrides tout en précisant la classification concernée.

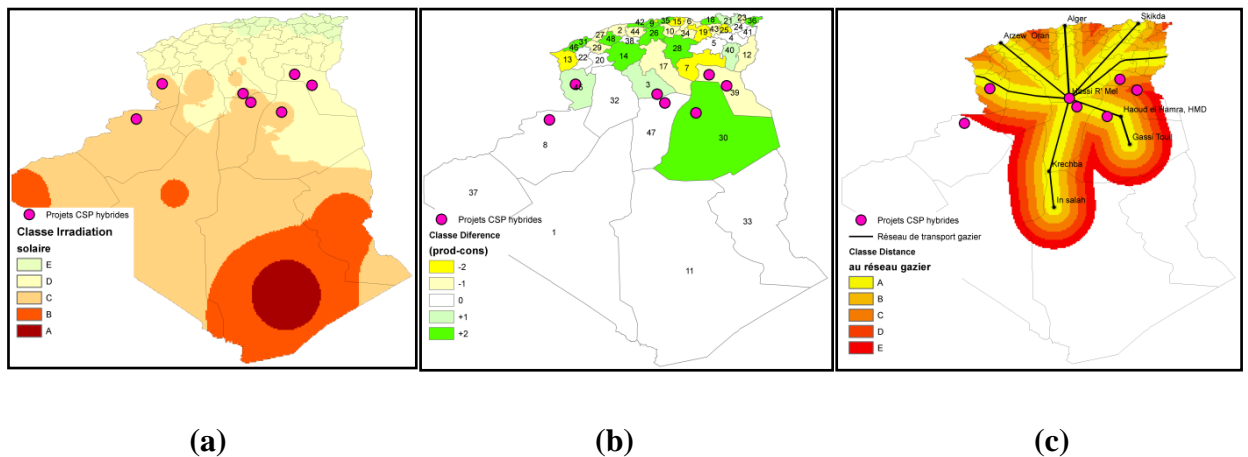


Figure 5. 19: Classification des centrales CSP hybrides a) selon l'énergie solaire recueillie (critère I), b) selon la différence (production - consommation) d'énergie électrique (critère II), c) selon la distance au réseau de transport gazier (critère III).

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation des industries créatrices de richesse et d'emplois. La stratégie adoptée par le gouvernement algérien repose en partie sur le développement privilégié de la filière CSP hybride, même si les autres filières technologiques ne sont pas écartées. La priorité donnée aux CSP peut se justifier par un potentiel éolien limité et la nécessité d'une plus grande maturation technologique et commerciale de la filière PV centralisée. L'objectif recherché est de produire 7,200 MW à partir de la filière CSP hybride jusqu'en 2030. Des projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage vont être installés durant cette période. Ces projets viendront compléter le programme d'énergie solaire qui avait démarré avec l'installation de la première centrale hybride, gaz naturel-solaire implantée à Hassi R'mel en juillet 2011. Cette centrale, réalisée par NEAL, en partenariat avec la firme espagnole ABENER, associe la technologie à cycle combiné et celle des concentrateurs solaires cylindro-paraboliques. Il s'agit du premier cycle combiné déployé

loin de la côte, grâce à une technologie de refroidissement de la vapeur par des aérocondenseurs. Le marché pour la réalisation de la centrale a été attribué à ABENER qui est en charge de la construction et des opérations de maintenance. La structure du capital de cette unité pilote est répartie entre NEAL: 20%, SONATRACH: 14%, ABENER: 51% et COFIDES: 15%. Le coût est estimé à 315 millions d'euros dont 252 millions € (80 %) fournis par un consortium de banques algériennes (Banque Extérieure d'Algérie, Banque Nationale d'Algérie & Crédit Populaire d'Algérie), et 20% (63 millions €) par des fonds propres.

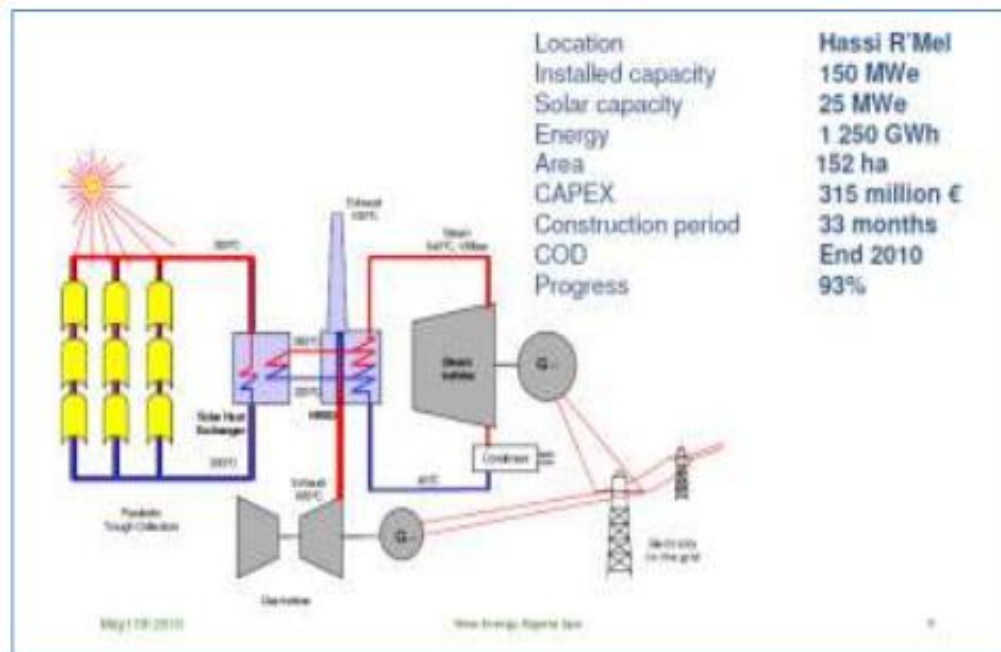


Figure 5. 20 : Schéma simplifié de la centrale hybride gaz naturel solaire de Hassi R'Mel.

Le projet a été réalisé selon la formule « Build, Own, Operate and Transfer » (BOOT). L'existence d'un client, comme Sonatrach, qui achètera l'électricité pour les besoins de ses activités au Sud, garantit à l'investisseur un prix compétitif, supérieur au prix pratiqué sur le réseau par l'opérateur public. Ce modèle sera toutefois difficile à généraliser car les clients actuels, dans ce cas Sonatrach, ou potentiels, disposent d'autres options pour accéder à de l'électricité à des tarifs nettement plus avantageux. Le développement du marché passe par la mise en place d'un cadre institutionnel attractif ouvert à tous les opérateurs.

Cela suppose des mécanismes financiers incitatifs comme par exemple le tarif de rachat, une fiscalité allégée, des prêts préférentiels, etc. (CEA-AN, 2012).

5.5.4. La filière éolienne

Avec 7 projets (Annexe tableau 5.f), la filière éolienne totalisera, quant à elle, une capacité de 260 MW dont la plus grande sera de 50 MW et la plus petite de 20 MW. Les sites devant abriter ces projets n'ont pas encore été définis, mais devraient être probablement localisés dans la région d'Adrar connue pour son important potentiel.

Pour donner une évaluation énergétique et une aide à la décision au choix des installations proposées, nous avons adopté un système de classification des zones selon la vitesse moyenne du vent. Nous résumons les données concernées réparties en 5 classes (A : zone très favorable; E : zone très défavorable) pour accueillir ce genre de projet (tableau 5.11) :

Tableau 5. 10: Classification des zones selon la vitesse du vent.

Classe	Vitesse du vent en m/s	Superficie en %
A	5.51 – 6.4	1,4
B	4.51 – 5.5	20,1
C	3.51 – 4.5	63,5
D	2.51 – 3.5	14,6
E	1.62 – 2.5	0,4

Dans la figure suivante, nous représentons la vitesse du vent selon les classes concernées.

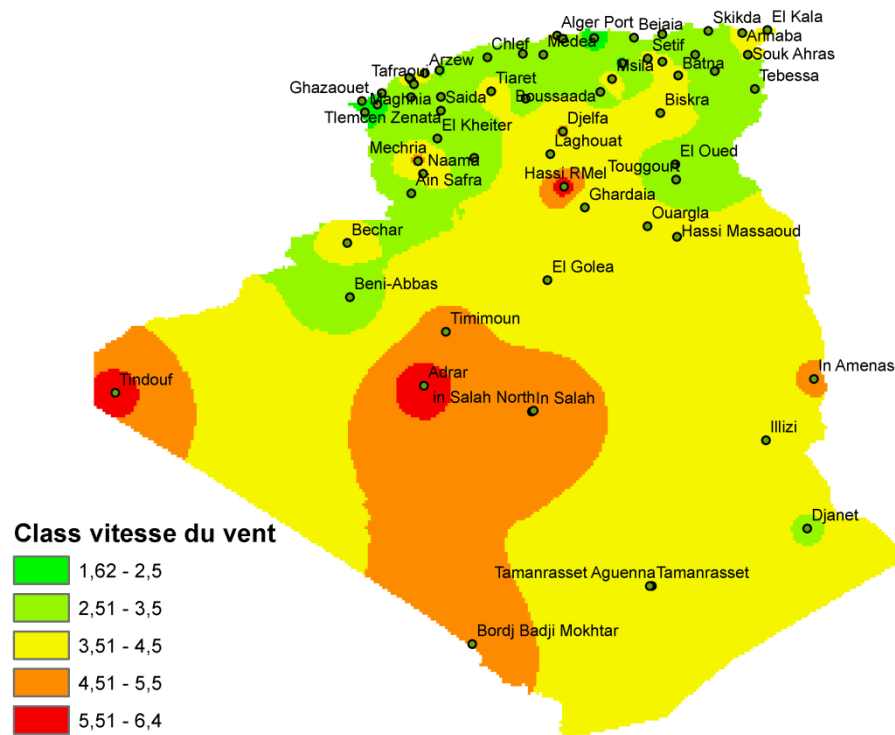


Figure 5. 21: Classification des zones selon la vitesse du vent.

Comparativement au Maroc, à la Tunisie et à l’Egypte, l’Algérie possède un potentiel éolien qui est assez faible. En dépit de cela, elle n’exclut pas l’énergie éolienne qui constitue son second axe de développement (après le solaire) avec un projet pilote à l’horizon 2012-2013, dont l’investissement serait de 30 millions d’euros pour la construction de la première ferme éolienne d’une capacité de 10 MW à Adrar, dans le sud-ouest du pays. Entre 2014 et 2015, deux autres fermes éoliennes de 20 MW chacune devraient être réalisées. Des études seront menées pour identifier les emplacements favorables afin de réaliser d’autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d’environ 1,700 MW (CEA-AN, 2012).

5.5.4. Actualisation du PNER

En février 2015, le gouvernement algérien a actualisé le programme national des énergies renouvelables en adoptant quelques modifications dans la réalisation des projets neufs et l’intégration de nouvelles actions qui concernent l’efficacité énergétique. Il envisage l’installation de 22 GW contre 12 GW de l’ancien programme d’énergie renouvelable d’ici 2030, qui est presque le double de ce qui a été lancé en 2011 (l’ancien programme). Cette nouvelle capacité représente environ 27% de la production totale d’électricité. De cette

production totale de 22 GW, 4.5 GW sont censés être installés d'ici 2020. Les parts de production par technologie sont les suivantes : PV 13,575 MW, Eolien 5,010 MW, CSP 2,000 MW, Biomasse 1,000 MW, Cogénération 400 MW, 15 MW géothermiques (CDER, 2015).

5.5.5. Cadres règlementaires et institutionnels

D'importantes réformes des cadres institutionnels, législatifs et réglementaires (lois, décrets et arrêtés) ont été intégrées ces dernières années dans le cadre de promotion de la politique énergétique du pays, notamment pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Ainsi, des institutions spécifiques ont été créées et la réglementation a été revue pour favoriser une plus grande ouverture du marché aux énergies renouvelables. En matière de financement, des fonds ont été établis et des mécanismes de financement mis en place. Le développement des énergies renouvelables est encadré par un ensemble de textes législatifs (CREG, 2014):

- La loi n°99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie, elle consacre la promotion des ER et leur utilisation. Des actions et des projets ont été inscrits dans le cadre du Programme National de Maîtrise de l'Energie (PNME) et réalisés grâce à l'apport du Fonds National de Maîtrise de l'Energie (FNME) qui vise à promouvoir aussi bien le marché national de la maîtrise de l'énergie que les projets d'ER. Les dispositifs institutionnels qui ont été mis en place par application de cette loi, s'articulant autour de l'Agence Nationale pour la promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE), chargée pour la mise en œuvre des programmes et des actions de maîtrise de l'énergie, la mise en place d'un Conseil Intersectoriel de la Maîtrise de l'Energie (CIME), qui sert de lieu de concertation entre les différents acteurs concernés par ce domaine.
- Loi n°04-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable;
- La loi n°09-09 du 30 décembre 2009 portant loi de finances pour 2010, notamment son article 64 portant la création du Fonds National des Energies Renouvelables et la cogénération (création du FNER).

Avec l'adaptation du programme national de développement des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique pour la période 2011-2030, le cadre réglementaire

actuel a connu différentes modifications par le choix d'un nouveau mécanisme d'encouragement et la proposition d'un nouveau dispositif réglementaire :

- Décret exécutif n°13-218 du juin 2013 : fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.
- Décret exécutif n°13-424 du 18 décembre 2013 : modifiant et complétant le décret exécutif n° 05-495 du 26 décembre 2005 relatif à l'audit énergétique des établissements grands consommateurs d'énergie.
- Arrêtés ministériels du 02 février 2014 : fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, notamment pour la filière photovoltaïque et la filière éolienne, et les conditions de leurs applications.

La loi sur l'électricité actuellement en vigueur donne droit aux producteurs de l'électricité produite à partir d'une énergie renouvelable de vendre soit la totalité de leur production ou le surplus à Sonelgaz à un prix négocié. Cette politique n'est pas très attrayante pour les promoteurs parce que l'acheteur qui détient un monopole aura toujours une position de force dans toutes les négociations éventuelles. Le décret relatif aux coûts de la diversification promulgué dans le cadre de la loi sur la libéralisation des secteurs du gaz et de l'électricité stipule que pour l'électricité produite à partir d'installations utilisant l'énergie solaire thermique dans un système hybride solaire-gaz, les primes atteignent 200% du prix du kWh de l'électricité produite par l'opérateur indépendant. Pour obtenir une telle prime, il faut que la contribution minimale de l'énergie solaire dépasse 25% de l'intrant énergétique primaire. Au dessous de ce niveau, une prime proportionnelle est appliquée:

- Pour une contribution solaire de 20 à 25% : la prime est de 180%,
 - Pour une contribution solaire de 15 à 20%: la prime est de 160%,
 - Pour une contribution solaire de 10 à 15%: la prime est de 140%,
 - Pour une contribution solaire de 5 à 10%: la prime est de 100%,
 - Pour une contribution solaire de 0 à 5%: la prime est nulle.
- Arrêté du 1er Septembre 2014 : fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière cogénération.

5.6. Cas d'application : Co-production Electricité-Hydrogène à partir de sources géothermiques

L'énergie géothermique est aujourd'hui une ressource possédant des avantages environnementaux et économique reconnus. L'électricité générée à partir des fluides géothermiques (eau ou CO₂) produit une énergie non polluante et sans déchets dans l'atmosphère. Une des solutions envisagées pour l'élimination du CO₂ est la séquestration géologique, consiste à une combinaison entre le stockage géologique de CO₂ et un système de récupération de chaleur d'un réservoir soumis à un gradient de température en fonction de la profondeur. Le captage et stockage du CO₂ pourrait contribuer à hauteur de 19 % à la réduction globale des émissions de GES au niveau mondial, soit environ 5 Gt de CO₂ par an en 2050 (IFP Energies Nouvelles, 2012).

Dans ce context, Le SIG (ArcGIS 9.3) est employé comme outil d'aide à la décision au choix des sites favorables pour l'implantation de système de coproduction Electricité-Hydrogène à partir de sources géothermiques. Une évaluation énergétique et économique pour les différents sites résultants a été effectuée.

5.6.1. Conception générale de système

Nous présentons dans cette partie le principe de fonctionnement du système pour la production d'électricité. Une analyse de fonctionnement a été faite afin d'aboutir à une optimisation du système de production électrique au laboratoire VPRS à Ouargla (Rahmouni S et al, 2014). Les résultats obtenus nous donnent une bonne compréhension de l'effet des différents paramètres sur la puissance électrique tels que le gradient géothermique, la profondeur et le diamètre de puits. A l'aide d'un code de calcul développé, une estimation de la production d'énergie électrique géothermique pour différentes régions a été faite (Chennouf N et al, 2013). Une analyse économique des coûts reliés à la réalisation d'un tel système ainsi que le coût d'électricité géothermique a été réalisée.

Le système de base, se compose d'un ensemble de puits injecteur et producteur, un réservoir, une turbine et un condenseur, comme indiqué dans la figure 5.22. Les distances sont seulement montrées pour donner une impression et peuvent varier pour chaque bassin géologique différent. La turbine et le condenseur sont placés sur la surface. La chaleur géothermique est montrée en tant que petit échangeur de chaleur qui est extraite du réservoir en profondeur situé entre les deux puits (puits injecteur et puits producteur). Nous supposons

que le système est conçu comme un cycle fermé équilibré. Ceci signifie qu'avant que le système débute à fonctionner soit déjà un réservoir rempli de CO₂.

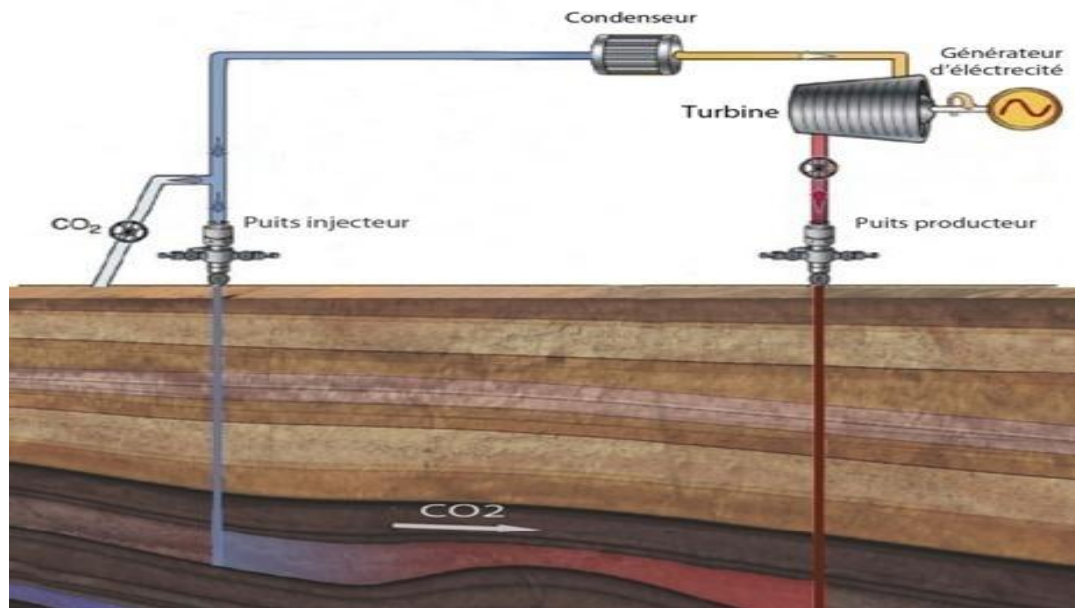


Figure 5. 22 : Représentation schématique de cycle du système étudié (Janse D H M, 2010).

5.6.2. Cycle du CO₂

Le CO₂ condensé est injecté sous forme liquide (64 bar et 23°C), subit une transformation de phase vers l'état supercritique dès qu'il atteint le réservoir. Le CO₂ surchauffé quitte le réservoir et remonte en surface à travers le puits producteur. Le dioxyde de carbone devenu supercritique fait fonctionner une turbine responsable d'actionner un générateur de courant électrique, le CO₂ sortant de la turbine est condensé à nouveau pour compléter le cycle.

Le puits injecteur est presque similaire à un puits de gaz naturel d'une profondeur d'environ 3,500 m. Le puits injecteur est employé pour transporter le CO₂ au réservoir (injecter sous forme liquide). La conception de système courante prend une valeur initiale pour la pression et la température, qui sont obtenues à partir des valeurs de sortie du condenseur. L'utilisation de ces valeurs initiales permet de calculer la densité au dessus du puits. Ceci tient compte d'un calcul de haut en bas pour l'augmentation de densité, de pression et de température (Chennouf N et al, 2013).

Le réservoir est le milieu poreux dans lequel le CO₂ passe et là où il se réchauffe. Par l'utilisation de plusieurs paramètres tels que la durée de vie du système, le gradient géothermique, la température de CO₂ et autres, il est possible de calculer la quantité d'énergie qui peut être extraite ainsi que l'espacement entre le puits d'injection et le puits de récupération exigés pour extraire cette quantité d'énergie.

Le puits de récupération est employé pour envoyer le CO₂ du réservoir vers la turbine. La différence principale entre le puits d'injection et le puits de récupération serait l'état physique de CO₂, ce changement d'état physique est dû à la chaleur acquise dans le réservoir. La conversion de l'énergie contenue dans le fluide est faite par une turbine afin de la convertir en électricité. Le CO₂ est ensuite refroidi en utilisant l'air en tant que fluide d'échange thermique jusqu'à ce qu'un changement de phase vers l'état liquide se produit au niveau du condenseur.

5.6.3. Captage, Traitement, Transport et stockage du CO₂ :

La capture et le stockage du dioxyde de carbone (CSC) sont l'une des actions possibles à mettre en œuvre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre imputables à l'utilisation continue des combustibles fossiles.

Sous sa forme la plus simple, le procédé de CSC est une chaîne constituée de trois étapes majeures : la capture et la compression du CO₂ (généralement dans une importante installation industrielle tels que des centrales thermique de production d'électricité, des raffineries,...etc.), son transport vers un site de stockage et son isolation de l'atmosphère sur le long terme (figure 5.23).

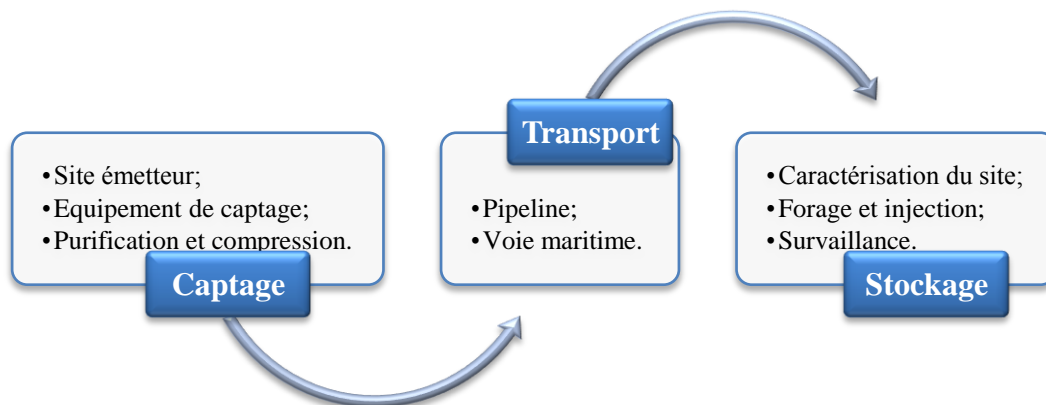


Figure 5. 23 : Principales étapes de la chaîne de CSC (Oeser C et al, 2010).

5.6.3.1. Capture du CO₂

Les techniques de capture du CO₂ appartiennent à trois catégories générales, chacune de ces technologies entraîne des surcoûts énergétiques et économiques. Le CO₂ capturé peut alors être utilisé dans des procédés divers, à la fois industriels et commerciaux ; par exemple : la production d'urée, pour améliorer le rendement des puits de pétrole, les boissons gazéifiées, et la production de glace séchée (Oeser C et al, 2010).

- **La séparation postcombustion :** Le procédé de capture est basé sur l'absorption chimique qui se réfère à un procédé où le CO₂, est absorbé dans un dissolvant liquide par la formation d'un adhérent chimiquement composé (l'absorbant le plus ordinairement utilisé est le mono-éthanol-amine). Après, le dissolvant passe par une unité de régénération où le dioxyde absorbé est séparé du dissolvant par la vapeur de contre écoulement à 100-120°C. On obtient un ruisseau de CO₂ extrêmement concentré (au delà de 99%), qui peut être condensé pour l'utilisation ou l'emmagasinage commercial (Cribellier M et al, 2005).
- **L'oxycombustion :** Les procédés par oxycombustion utilisent de l'oxygène presque pur à la place de l'air lors de la combustion produisant ainsi un gaz principalement composé de CO₂ et de H₂O. Ce courant gazeux peut directement être ajouté à une unité de compression et de séchage du CO₂. Cette technologie, permet d'obtenir des fumées concentrées en CO₂ (de 95 à 98%), qu'on peut alors séparer, sous pression, à moindre coût. Ce procédé est dans un état de développement moins avancé que le captage en postcombustion (Holloway S et al, 2006).
- **La séparation précombustion :** Ce procédé est fondé sur la gazéification du charbon pour produire un gaz de synthèse composé de CO et de H₂. Le CO réagit avec l'eau pour produire du CO₂ et H₂, le dioxyde est ensuite séparé du mélange gazeux, généralement par un procédé d'absorption physique ou chimique (Cribellier M et al, 2005).

5.6.3.2. Transport du CO₂

Différentes techniques existent pour transporter le CO₂ du lieu de capture au site de stockage. Compte tenu des volumes à déplacer, les seules solutions possibles pour le transport de ce gaz à grande échelle sont les pipelines et les navires (Varet J., 2005). Dans le cas du transport maritime, avec des bateaux du même type que ceux utilisés pour le gaz de pétrole liquéfié, le CO₂ peut être transporté sous forme liquide à pression modérée et à basse température. Dans les canalisations terrestres ou maritimes, il sera en phase dense, sous une

pression supérieure à 74 bars (état supercritique); il peut être aussi envisagé de le transporter à l'état liquide.

5.6.3.3. Stockage géologique du CO₂

Le stockage fait appel à des compétences relatives à l'exploration et l'exploitation du sous-sol. Trois principaux types de formations géologiques sont susceptibles d'accueillir le CO₂ capté : les aquifères salins profonds, des gisements de pétrole ou de gaz naturel épuisés et les veines de charbon profondes inexploitées et inexploitable.

- **Stockage dans des gisements de pétrole et de gaz épuisés :** Les réservoirs pétroliers et gaziers possèdent par nature une structure de piège. D'où l'idée de stocker le CO₂ dans les gisements épuisés ou en fin d'exploitation. Le stockage de dioxyde de carbone dans ces réservoirs peut aussi apporter une valeur ajoutée : la récupération assistée de pétrole et de gaz (Varet J, 2005).
- **Stockage dans les aquifères salins profonds :** Les aquifères salins profonds sont considérés comme les réservoirs géologiques les plus importants pour stocker le CO₂. Les aquifères sont constitués de roches poreuses et perméables gorgées d'eau. Les grandes capacités de stockage recensées et la grande étendue géographique couverte par ces bassins favorisent le rapprochement entre source de CO₂ et site de stockage. Pour toutes ces raisons, le stockage du CO₂ en aquifères arrive en tête des options géologiques actuellement étudiées, les capacités d'entreposage étant, selon certaines évaluations, dix fois supérieures à celles des réservoirs de pétrole ou de gaz (Cribellier M et al, 2005), (Varet J, 2005).
- **Les veines de charbon non exploitées :** Malgré quelques handicaps caractérisant le charbon, dont notamment sa faible perméabilité qui réduit les capacités à injecter à fort débit, certains arguments militent en faveur du stockage du CO₂ dans les veines de charbon. Leur pouvoir d'adsorption, d'abord : les veines de charbon ont la particularité de souvent contenir une grande quantité de gaz piégés dans la structure interne du charbon, il s'agit en général de méthane. Or, le charbon a une affinité encore plus grande pour le gaz carbonique puisqu'il peut en adsorber deux fois plus que de méthane. D'où l'idée de stocker du CO₂ dans le charbon tout en récupérant le méthane qui peut se trouver ainsi libéré (Varet J, 2005).

5.6.4. Elaboration du SIG (ArcGIS 9.3) pour l'aide à la décision au choix de zones

La mise en disposition de SIG comme outil d'analyse et d'aide la décision (ArcGIS 9.3) au choix de zones favorables pour l'implantation du système de coproduction électricité-hydrogène repose essentiellement sur la constitution d'une base de données (couches d'informations) des différents paramètres intervenant dans l'intégration du système étudié. Trois paramètres ont été considérés dans cette étude et qui sont : la capacité de capture du CO₂, le gradient géothermique et le besoin en énergie électrique pour chaque région du territoire national (Gouareh A et al, 2015). La méthodologie adoptée au choix des sites favorables pour l'intégration du système étudié, est présentée sur la figure 5.24, en précisant toutes les étapes nécessaires à l'évaluation.

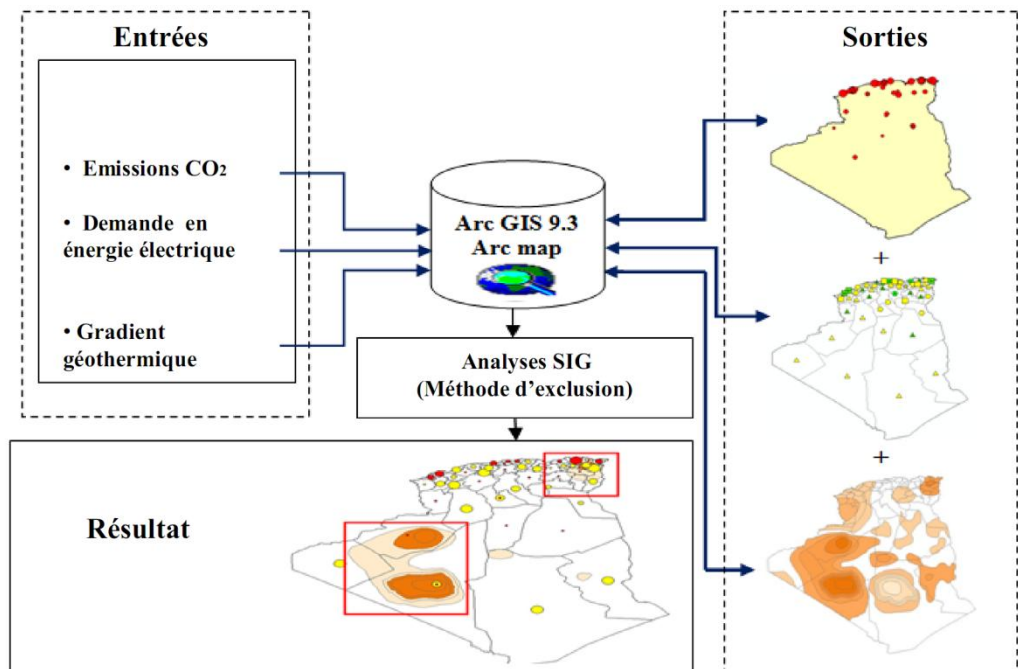


Figure 5. 24: Méthodologie de choix des sites d'implantation du système de coproduction électricité - hydrogène à l'aide du SIG.

5.6.4.1. Collecte des données et construction des couches d'information

La base de données représente toujours le cœur d'un projet SIG. La constitution d'une base des données utilisées pour l'ArcGIS dépendent essentiellement du type de données utilisées, leurs disponibilités et les sources d'où on peut les collecter. Le tableau ci-dessous résume les types de données utilisées et les différentes sources d'ou ont été collectées.

Tableau 5. 11: Différentes données utilisées dans l'ArcGIS.

Couches d'information	Catégories	Type de données	Sources des données
Division Administrative	Localités	Vecteur polygone	Carte du monde ESRI (ESRI, 2014) traiter et éditer dans ArcGIS.
Source d'émission de CO ₂	Raffineries	point	Données de ME (ME, 2014a) et CARMA (CARMA, 2014) : traiter et éditer dans ArcGIS.
	Centrale thermoélectrique	point	Données de Sonelgaz (Sonelgaz, 2014) : traiter et éditer dans ArcGIS.
Demande en énergie électrique	Production électrique par localité	Vecteur polygone	Données de Sonelgaz (Sonelgaz, 2014) et (ME, 2014b) : traiter et éditer dans ArcGIS.
	Consommation électrique par localité	Vecteur polygone	
Potentiel géothermique	Gradient géothermique	Vecteur polygone	Données du Réf (Kedaid F Z, 2007) : traiter et éditer dans ArcGIS.

a- Sources d'émission de CO₂

Les sources des émissions de dioxyde de carbones considérés dans cette étude sont celles résultantes de différentes origines issues de l'industrie énergétique (centrales thermoélectriques, raffineries et centres industriels) (Reciouï B et al, 2015). Les sites d'émission de CO₂ ont été rassemblées dans un tableau Excel contient les coordonnées géographiques et la quantité de CO₂ émise pour chaque sites, et par la suite introduite à L'ArcGIS (Gouareh A et al, 2015). La répartition géographique de centres des émissions de CO₂ sur le territoire national est présentée sur la figure suivante:

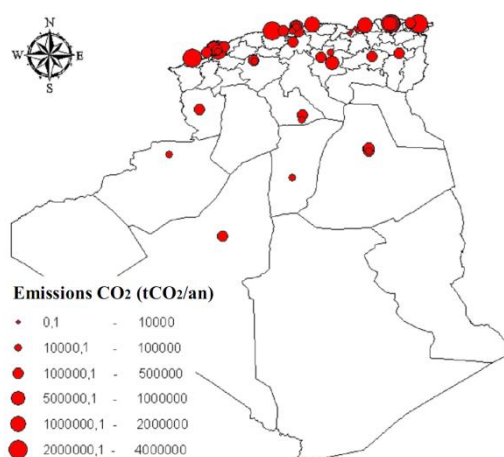


Figure 5. 25: Cartographie des émissions de CO₂ résultant du secteur énergétique (en tCO₂/an).

La quantité émise de CO₂ dépend principalement de la capacité de traitement de pétrole brut pour les raffineries et de la capacité de production électrique pour les centrales thermoélectrique. D'après la cartographie, les émissions de CO₂ sont localisées au Nord de l'Algérie et réparti principalement sur trois pôles, à savoir : les régions situées à l'Est, Ouest et au Centre présentés dans un ordre décroissant de capacité de production. Au Sud du pays, une quantité moins importante de CO₂ est émise.

b- Gradient géothermique

La répartition du gradient géothermique élaboré sous ArcGIS, en se basant sur les données présenté dans la référence (Kedaid F Z, 2007), est donnée sur la figure 5.9. Le gradient géothermique est non uniforme sur toute l'Algérie. Nous remarquons que le potentiel géothermique est très important dans les régions Sud-ouest avec une valeur variant entre 6-7°C/100m (Adrar et Bechar) et In Salah de 5°C/100m. Pour la partie Nord-est ; le gradient géothermique est de l'ordre de 5°C/100m notamment pour les régions situées dans la wilaya de Guelma. Les autres régions possèdent un gradient géothermique moins important de l'ordre de 3°C/100m.

c- Besoins en énergie électrique

Le besoin en énergie électrique pour une localité est définie par la différence (production – consommation) pour la même localité. L'idée pour estimer la production pour chaque localité (wilayas) est de faire localiser les sites de production, notamment des centrales électriques, en identifiant par la suite les sites intervenant dans la même localité pour estimer la production d'énergie électrique. A cet effet plus que 42 sites de production ont été géo-référencé et élaboré dans un tableau Excel contient les coordonnées géographiques, la puissance et la capacité de production. Pour la consommation d'énergie électrique, les données sont collectées de la référence (ME, 2014b) et élaboré dans un tableau Excel (Gouareh A et al, 2015). L'introduction des deux tableaux Excel à l'ArcGIS nous a permet de définir les besoins (production- consommation) en énergie électrique pour les différentes localités du territoire national comme présente la figure suivante :

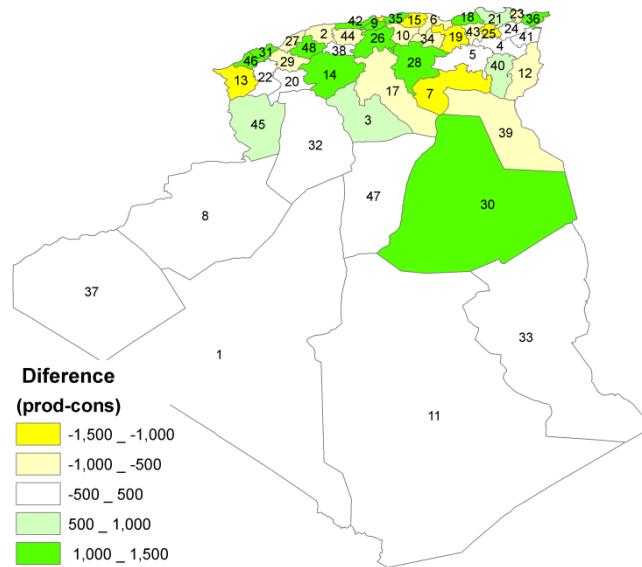


Figure 5. 26: Cartographie des besoins en énergie électrique.

Le déficit en énergie dans les localités est dû à la forte consommation d'énergie avec l'absence de production locale suffisante pour couvrir les besoins de ces mêmes localités (Wilayas). Généralement les régions déficitaires sont celles qui n'ont pas des centrales de production électrique propres. Les régions excédentaires sont celles qui possèdent une très grande capacité de production d'énergie électrique. Elles sont situées généralement au Nord du pays et/ou dans les régions proches des grands centres industriels (figure 5.26).

5.6.4.2. Critères d'exclusion et choix des sites

Après la présentation des couches d'informations pour les trois critères de décision qui sont : les émissions de CO₂, le gradient géothermique et le besoin en énergie sur tout le territoire national, nous passons maintenant à l'étape de classement. L'idée d'intervalle de classement est d'assigner à chacun des critères de décision des indicateurs de classements. Le résultat sera présenté sur une carte qui montre un intervalle qualitatif pour le choix de la zone favorable d'emplacement de la nouvelle technologie de production d'énergie géothermique par injection de CO₂. Le tableau suivant résume l'ensemble des critères de décision pour le choix des localités préférentielles pour installer la technologie de production électrique choisie.

Tableau 5. 12: Classification des paramètres de décision

Paramètres de décision		Intervalle	Classes
Gradient géothermique en °C/100 m		≥ 5	1
		< 5	2
CO ₂ émis en ktonnes/an		4000 – 2000	1
		2000 – 1000	2
		1000 – 500	3
		500 – 100	4
		100 – 10	5
		10 – 0	6
Différence (production-consommation) en GWh	Très excédentaire	1,000 à 1,500	+2
	Excédentaire	500 à 1,000	+1
	En équilibre	-500 à 500	0
	Déficitaire	-1,000 à -500	-1
	Très déficitaire	-1,500 à -1,000	-2

La figure suivante présente les cartographies de l'ensemble des critères de décision selon la classification choisie.

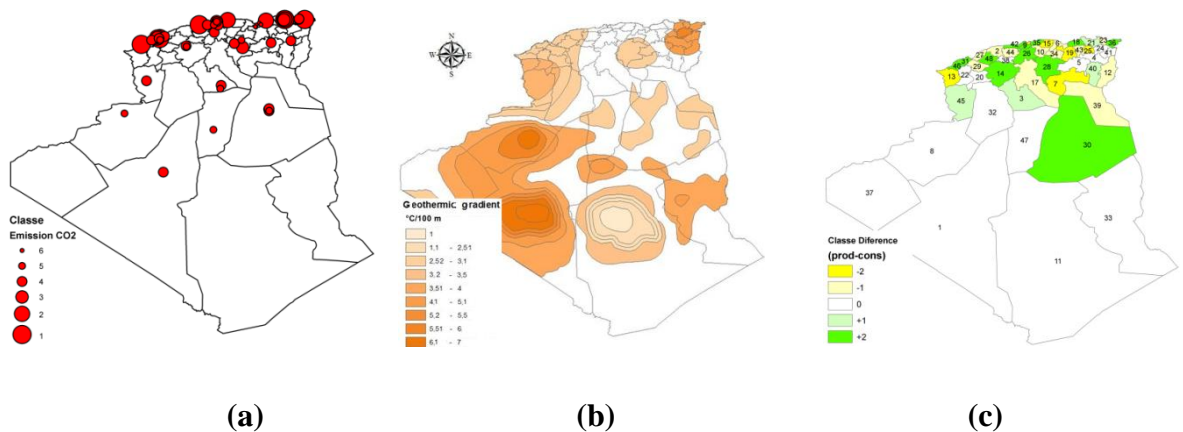


Figure 5. 27 : Cartographie des critères de décision. a) sources d'émission de CO₂, b) Gradient géothermique, c) Besoins en énergie électrique.

La figure 5.28 montre l'arrangement final des points indicateurs en affichant seulement des valeurs non exclues pour chaque critère de choix. Pour les émissions de CO₂, les points indicateurs affichés sont ceux inférieur à 5. Pour le gradient un seul point indicateur est affiché qui rassemble des valeurs de gradient géothermique supérieur ou égale à 5°C/100m. Finalement nous avons présenté seulement les wilayas déficitaires qui ont des points indicateurs de (0, -1, -2). L'application des critères d'exclusion et la combinaison des différentes couches avec des outils d'analyses spatiales et des méthodes d'exclusions

disponible sous ArcGIS 9.3. Nous permettons d'arriver aux résultats qui sont figurés sur la cartographie suivante :

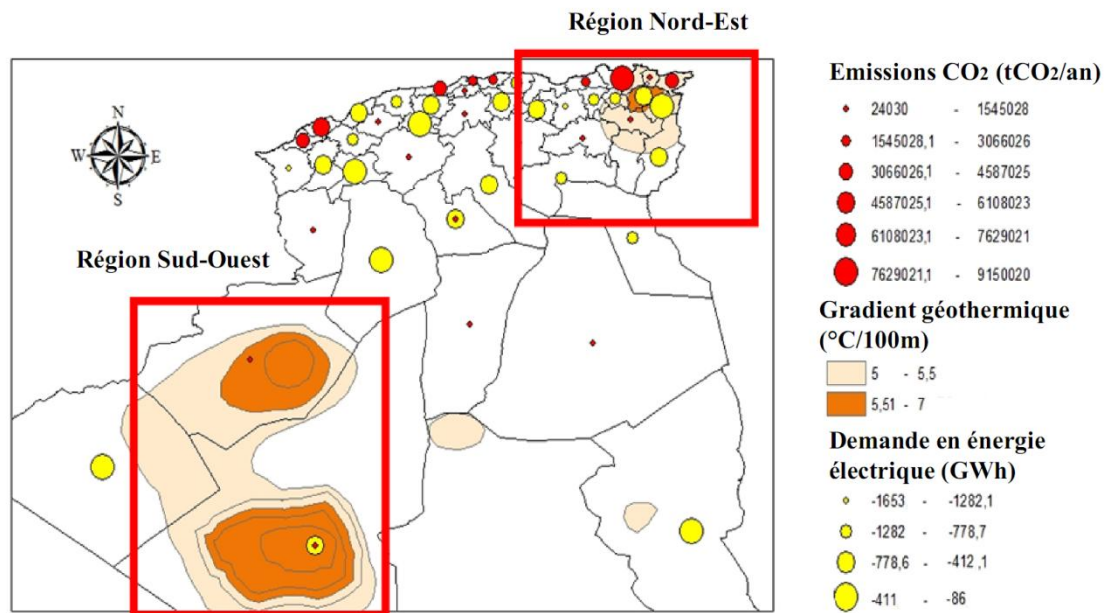


Figure 5. 28: Zones favorables pour l'implantation du système.

Les meilleures ressources géothermiques de l'Algérie se trouvent soit dans le Sud-ouest ou au Nord-est du pays, où une émission de CO₂ importante seulement pour les régions du Nord-est du pays. Quant aux régions du Sud-Ouest présentant un fort intérêt pour les ressources géothermiques, les quantités de CO₂ nécessaires pour l'exploitation de la technologie proposée sont moins importantes. Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques de deux zones résultantes.

Tableau 5. 13 : Caractéristiques des deux zones sélectionnées.

Zones	Sources of CO ₂	Capacité de production en MW ou Mtonnes/an	Quantité de CO ₂		Gradient Géothermique en °C/100m	Demande d'énergie électrique en GWh
			Mtonnes/an	kg/s		
Nord-est	6 centrales thermoélectriques	2703.4	13.5	428	6	5243.1
	2 raffineries	21.5				
Sud-ouest	3 centrales thermoélectriques	238	0.52	16.6	5.5	871.8
	1 raffineries	0.6				

5.6.5. Evaluation de production de l'électricité et de l'hydrogène

Dans cette partie, la simulation numérique est utilisée afin d'estimer le potentiel de la production de l'énergie électrique ainsi que la quantité d'hydrogène géothermique pour les deux zones favorables. Le système qui nous avons étudié est une installation de production massive de l'hydrogène. Elle est composée principalement de deux sous systèmes ; un premier pour la production d'énergie électrique renouvelable et un deuxième pour l'électrolyse de l'eau (le stockage d'hydrogène n'est pas considéré).

5.6.5.1 Modélisation de la production d'énergie électrique géothermique

La quantité d'énergie qui peut être récupérée à partir du réservoir géothermique est égale à la quantité d'énergie actuellement présente dans le réservoir combiné avec le flux de chaleur provenant du noyau terrestre (Janse D H M, 2010). L'équation suivante est utilisée pour calculer l'énergie totale étant extraite par an :

$$E_{géo} = \dot{m}_{CO_2} t_f \Delta T C_{p,CO_2} \quad (2)$$

$E_{géo}$ Energie extraite du réservoir géothermique (kWh)

\dot{m}_{CO_2} Débit massique de CO₂ (kg/h)

t_f Heures de fonctionnement (h)

ΔT Différence entre la température de CO₂ injecté et la température initiale du réservoir (K)

C_{p,CO_2} Capacité thermique du fluide de travail (J/kg K)

La modélisation de système géothermique étant à présent décrite, nous allons maintenant décrire le sous système électrolyseur.

5.6.5.2. Modélisation énergétique de l'électrolyseur

L'énergie générée par le système géothermique sera envoyée à l'électrolyseur pour conduire le procédé d'électrolyse de l'eau afin de produire l'hydrogène. Dans cette étude, un électrolyseur de type PEM (Proton Exchange Membrane) a été utilisé. Il bénéficie d'un rendement élevé, un cycle de vie important et une bonne aptitude aux systèmes d'énergie renouvelable (Dagdougui H et al, 2011). Par conséquence, l'énergie transférée à l'électrolyseur est définie comme suit :

$$E_{el} = \eta_{elec} \eta_p E_{géo} \quad (3)$$

- E_{el} Energie absorbée par l'électrolyseur (kWh)
- η_{elec} Rendement d'électrolyseur (%)
- η_p Rendement supplémentaire inclus pour tenir compte les pertes d'énergie dans l'électrolyseur (%)

L'évaluation du potentiel de production d'hydrogène est basée sur l'utilisation de l'énergie électrique produite par le système géothermique qui entraîne le fonctionnement de l'électrolyseur. Dans cette analyse, une capacité de puissance de 52.5 kWh/kg pour l'électrolyseur a été considérée (ce qui correspond à environ 75% de rendement). Le rendement supplémentaire qui est inclut pour tenir compte des pertes d'énergie dans l'électrolyseur est égal à 90% (Levene J I et al, 2005). Le calcul de la masse d'hydrogène produite est décrit comme suit (Rahmouni S et al, 2015a) :

$$M_{H_2} = \frac{E_{el}}{PCI_{H_2}} = \frac{\eta_{elec} \eta_p E_{géo}}{PCI_{H_2}} \quad (4)$$

- M_{H_2} Masse d'hydrogène (kg)
- PCI_{H_2} Pouvoir calorifique inférieur d'hydrogène (33.31 kWh/kg)

Le calcul a été effectué à l'aide d'un code de calcul écrit sous langage Matlab et les résultats de calcul sont illustrés dans le tableau suivant:

Tableau 5. 14 : Récapitulation de résultats de la simulation.

Zones	Energie thermique extraite (MW _{th})	Puissance électrique générée (MW _e)	Energie électrique annuelle (GWh)	Quantité d'hydrogène (Mkg/an)
Nord-Est	105.2	14.7	113.9	3.4
Sud-Ouest	3.8	0.6	4.6	0.14

Les résultats de la simulation montrent que la quantité d'hydrogène produite par le système géothermique trouvé dans la zone Nord-Est égale à 3.4 millions kg/an. Tandis que le potentiel hydrogène géothermique dans la deuxième zone est inférieur à 0.14 Mkg/an.

5.6.6. Analyse économique

La modélisation économique a pour but de calculer le cout d'énergie électrique et d'hydrogène à partir du système de production géothermique pour les deux zones sélectionnées.

5.6.6.1. Etude économique de système géothermique

La modélisation économique de la capture, du transport et du stockage du gaz carbonique a été effectuée pour estimer le coût d'investissement total du projet. Les modèles décrits ici sont basés sur une combinaison de plusieurs études qui ont été menées au cours des dernières années (McCollum DL et al, 2006), (Rahmouni S et al. 2014).

5.6.6.2. Coût moyen actualisé de l'électricité

Le coût d'électricité produite par le système géothermique a été calculé en fonction de plusieurs facteurs, en utilisant la méthode dite : coût moyen actualisé d'électricité (Levelised Cost of Electricity, LCE). La méthodologie LCE est une abstraction de la réalité ; elle est utilisée comme un outil d'évaluation de la rentabilité des différentes technologies de génération d'énergie.

Le coût moyen actualisé d'électricité est le rapport des valeurs actualisées nettes des coûts de cycle de vie (Life Cycle cost, LCC) de système de production d'électricité (coût d'investissement initial, dépenses de maintenance et de remplacement), sur la quantité d'énergie électrique produite durant la vie de système (Rahmouni S et al, 2015a), donné comme suit :

$$LCE = \frac{\sum_{n=1}^N (C_{O\&M} + C_{géo}) / (1+r)^n}{\sum_{n=1}^N E_{géo,an} / (1+r)^n} \quad (4)$$

N	Durée de vie de système (ans)
$C_{O\&M}$	Coût de maintenance et d'exploitation (\$)
$C_{géo}$	Coût de système géothermique (\$)
r	Taux d'actualisation (%)
$E_{el,an}$	Production annuelle d'énergie électrique (kWh/an)

5.6.6.3. Coût de production d'hydrogène

La détermination du coût de production est réalisée à partir des coûts d'investissement du procédé, des coûts opératoires des équipements et de la production actualisée d'hydrogène. Par la suite, nous retiendrons l'équation (5) pour déterminer le coût de l'hydrogène produit (Sigurvinsson J, 2007). Cette relation regroupe tous les termes de coût d'investissement et de fonctionnement pour chaque unité de production d'hydrogène décrite précédemment. Dans cette étude, seulement le coût de production est traité; d'autres coûts tels que les coûts de stockage et les coûts de distribution ne sont pas considérés.

$$CTA_{H_2} = \frac{\sum_{n=1}^N [(C_{géo} + C_{elec})(1+r)^{-n}]}{\sum_{n=1}^N [M_{H_2} (1+r)^{-n}]} \quad (5)$$

CTA_{H_2}	Coût total actualisé d'hydrogène (\$/kg d'H ₂)
$C_{géo}$	Coût d'investissement total de système géothermique (\$)
C_{elec}	Coût d'investissement total d'électrolyseur (\$)
M_{H_2}	Production d'hydrogène de l'année n (kg d'H ₂ /an)
N	Durée de vie de l'installation (ans)
r	Taux d'actualisation (%)

Les termes intervenant dans l'équation (5) sont divisés en deux groupes :

- Les coûts d'investissement de système géothermique : y compris le coût d'investissement initial et les coûts de maintenance et d'exploitation ;
- Le coût d'investissement global de l'électrolyseur, qui dépend des nombre de fois qu'il sera remplacé durant le temps d'exploitation de l'installation.

Les couts de système géothermique et d'hydrogène sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau 5. 15 : Cout de système géothermique et d'hydrogène

Zones	Coût du système géothermique, M\$	Coût d'électrolyseur, M\$	Coût d'installation (Géoth./H ₂),M\$	LCE, \$/kWh _e	Coût d'H ₂ , \$/kg
Nord-Est	167.7	21.2	188.9	0.107	4.679
Sud-Ouest	14.57	0.873	15.45	0.235	8.706

5.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté toutes les données du PNER tel qu'il a été présenté en 2011. L'élaboration d'un système d'information géographique nous a permis de présenter la localisation des projets du PNER pour les trois technologies (PV, CSP, et CSP-hybride). Un support de cartographies géo-numérisés telles que (le potentiel solaire et éolien, le besoins en énergie électrique et le réseau de transport gazier) a été établie pour effectuer des analyses d'acceptabilités et des classifications de ces projets.

Dans la dernière section de ce chapitre, nous avons présenté l'intérêt du SIG pour la sélection des sites d'implantation du système de coproduction électricité-hydrogène à partir de sources géothermiques, la combinaison des différentes couches d'information nous a permis d'identifier deux zones favorables, avec une évaluation de potentiel de production de l'énergie électrique et de l'hydrogène.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Dans les décennies à venir, le secteur de l'énergie sera confronté à un ensemble de plus en plus complexe de défis étroitement imbriqués d'ordre économique, géopolitique, technologique et environnemental. Dans la première partie du travail, nous avons présenté la situation énergétique actuelle au niveau mondial et national qui est caractérisée par une dominance des énergies fossiles en termes de ressources, de production et de consommation. Parallèlement à la croissance démographique et avec la disponibilité des infrastructures énergétiques importantes au niveau régional, notamment des interconnexions électriques et gazières, la demande d'énergie continuera à augmenter dans l'avenir pour répondre aux besoins en énergie de milliards de nouveaux habitants au tour du monde. Dans le même temps, on s'attend à une baisse des approvisionnements en pétrole et gaz naturel classiques dans un avenir relativement proche. L'utilisation des ressources énergétiques classiques, se verra presque certainement soumise à de nouvelles contraintes dans la mesure où des limites de plus en plus strictes seront imposées au total des émissions de gaz à effet de serre qui pourront être rejetées dans l'atmosphère contraintes qui conduiront à s'intéresser davantage aux sources et technologies énergétiques de substitution. L'Algérie doit faire face à plusieurs défis dans le futur. Elle doit surtout repenser le problème de l'énergie dans sa globalité et prendre conscience de ses possibilités d'économies d'énergie. L'augmentation de la demande d'énergie est évaluable suivant diverses hypothèses, sa répartition géographique connue et les sources énergétiques identifiées. Un ensemble de voies est à explorer pour élaborer des solutions satisfaisantes à des degrés divers. Tous ces éléments significatifs renforcent l'urgence de la mise en œuvre de la notion de développement durable dans les activités humaines.

Nous avons présenté dans la deuxième partie de ce travail un aperçu sur les modèles de prospective énergétique avec une analyse sur les principaux exercices de prospectives réalisée au niveau international et national. Par la suite, nous avons réalisé un exercice de modélisation pour l'Algérie à l'horizon 2040. Pour un scénario énergétique tendanciel, la consommation d'énergie finale, sectorielle, et par forme d'énergie a été déterminée. La demande d'énergie totale est de 38.5 Mtep en 2013 et elle sera le double en 2040 selon ce même scénario. L'étude de la consommation sectorielle ou totale par forme d'énergie, constitue un approfondissement de l'analyse, souvent nécessaire à la compréhension des politiques énergétiques. L'analyse de résultats montre que l'Algérie doit faire face à plusieurs

défis dans le futur. Elle doit surtout repenser le problème de l'énergie dans sa globalité et prendre conscience de ses possibilités d'économies d'énergie. Tels que la fixation des règles de performance énergétique afin de réduire les besoins en chauffage et en climatisation dans les bâtiments, d'améliorer le confort thermique des occupants, ainsi que la réflexion sur la mise en œuvre d'énergies nouvelles et/ou renouvelables.

Dans la troisième partie de ce travail, une méthodologie de prévision de la demande énergétique du secteur résidentiel en Algérie à l'horizon 2040, où l'évaluation de la consommation d'énergie pour l'année de base, est calculée par une modélisation prospective microéconomique. L'analyse des résultats de prévision montre que dans le scénario tendanciel, la consommation d'énergie augmentera avec une moyenne de 2.9 % par an, avec 80TWh en 2010 pour atteindre une consommation de 180TWh en 2040. Cette évolution est essentiellement due à la croissance rapide du nombre de bâtiments, de l'expansion rapide de l'utilisation des appareils électriques et du confort de manière générale. La réalisation d'un scénario volontariste avec l'intégration des systèmes plus performant (LBC pour l'éclairage et système à absorption pour le refroidissement) permet de minimiser la facture énergétique et économique au niveau du citoyen et ainsi de contribuer à la préservation des ressources énergétiques, notamment le gaz naturel. En outre, la prévision de la demande énergétique et l'analyse des scénarios nous permet de considérer différentes conditions possibles dans le secteur résidentiel à l'avenir.

La quatrième partie focalise sur l'analyse de la consommation énergétique dans le secteur du transport routier pour un horizon du temps allant de 2015 à 2045, en utilisant deux scénarios. Le scénario tendanciel repose sur la poursuite des grandes tendances observées sur le territoire depuis la fin des années 2000. Pour le scénario volontariste, l'intégration de l'hydrogène comme carburant alternatif avec un taux de pénétration graduel sur l'ensemble de l'horizon étudié, permet de diminuer la consommation énergétique d'une part, et faire des économies environnementales en termes d'émissions de CO₂, d'autre part. La part des véhicules à hydrogène devraient passer de 7% du nombre total de véhicules en 2020 pour atteindre 100% en 2045. Le secteur de transport routier consomme, dans le scénario tendanciel 16.92 Mtep en 2020 et 40.03 Mtep en 2040; cette évolution est essentiellement due à la croissance rapide du parc automobile qui atteindra environ 20 millions de véhicules en 2045. Dans le scénario volontariste, ses consommations de carburants fossile sont réduites à

15.73 Mtep en 2020 et 10.53 Mtep en 2040 (respectivement 7% et 73.7 % de moins que dans le scénario tendanciel).

Le transport routier est à l'origine de l'émission de 54.13 MteqCO₂ en 2020 et 128.08 MteqCO₂ en 2040 dans le scénario tendanciel; c'est le secteur qui connaît la croissance « naturelle » la plus élevée sans aucune intervention. Les orientations inscrites dans le scénario volontariste permettent de réduire les émissions du secteur de 50.34 MteqCO₂ en 2020 et 33.68 MteqCO₂ en 2040 en comparaison avec le scénario tendanciel. Cette réduction est obtenue principalement par la croissance du taux de pénétration de véhicule à hydrogène dans le marché national.

Dans la dernière partie, nous avons présenté toutes les données du PNER proposé par le gouvernement en 2011. L'élaboration d'un système d'information géographique nous a permis de présenter la localisation des projets du PNER pour les trois technologies (PV, CSP, et CSP-hybride). Un support des cartographies géo-numérisés tels que (le potentiel solaire et éolien, le besoins en énergie électrique et le réseau de transport gazier) a été établie pour effectuer des analyses d'acceptabilités et des classifications de ces projets. Ensuite, nous avons présenté l'intérêt du SIG pour la sélection des sites d'implantation du système de coproduction électricité-hydrogène à partir de sources géothermiques, la combinaison des différentes couches d'information nous ont permis d'identifier deux zones favorables, avec une évaluation de potentiel de production de l'énergie électrique et de l'hydrogène.

Bibliographie

Bibliographie

Abourida A, 2007. Approche hydrogéologique de la nappe du Haouz (Maroc) par télédétection, isotopie, SIG et modélisation. Thèse de doctorat. Université Cadi Ayyad. Marrakech, Maroc.

ADEM, 2005. Anne Chêne-Pezot, facteurs d'émission de dioxyde de carbone pour les combustibles les chiffres ADEME. Paris.

AFH2, 2011. Mémento de l'Hydrogène, Fiche 1.2. Les données de base physico-chimiques sur l'hydrogène.

Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA), 2007. Vienne, Modèle pour l'Analyse de la Demande d'énergie (MAED-2), p196.

Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE), 2015a. <http://www.aprue.org.dz/>. (consulté le 5 Janvier 2016).

Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE), 2015b. <http://www.aprue.org.dz/PROGRAMME%20EFFIC%20ENERG.html> . (consulté le 5 Janvier 2016).

Algeria Infrastructure (AI), 2015. <http://www.infrastructure-dz.com/pages/fr/index.php> (consulté le 5 Janvier 2016).

Ahmed A, Al-Amin A Q, Ambrose A F, 2015. Hydrogen fuel and transport system: A sustainable and environmental future. International Journal of Hydrogen Energy. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.084> .

Aissani L, 2008. Intégration des paramètres spatio-temporels et des risques d'accident à l'Analyse du cycle de vie : Application à la filière hydrogène énergie et à la filière essence. Thèse de doctorat, Sciences et Génie de l'Environnement, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne France, p354.

Alami A, 2006. Haut commissariat au plan, Royaume du Maroc, Energie 2030 " Prospective Maroc 2030 ".

Allibe B, 2012. Modélisation des consommations d'énergie du secteur résidentiel français à long terme - Amélioration du réalisme comportemental et scénarios volontaristes. Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales (EHESS), p362.

Assoumou E, 2006. Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français. Thèse Doctorat : Economie et Finance, Mines de Paris.

Batho D, 2013. Le dossier du débat national sur la transition énergétique : Imaginons ensemble notre énergie de demain. Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. p92.

Bentham J B, 2008. Scénarios énergétiques Shell à l'horizon 2050. Shell International BV, p27.

Bertani R, 2016. Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report.

Geothermics; **60**: 31-43.

Bianco V, Scarpa F, Tagliafico L A, 2014. Analysis and future outlook of natural gas consumption in the Italian residential sector. *Energy Convers Manage*; **87**:754–764.

Bolattürk A, 2006. Determination of optimum insulation thickness for building walls with respect to various fuels and climate zones in Turkey. *Applied Thermal Engineering*; **26**:1301-1309.

Boudia S M, 2013. Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'atlas des vents en Algérie. Thèse de doctorat, Université de Tlemcen Abou-Bakr Blekaïd.

Boughedaoui M., Chikhi S., Driassa N., Kerbachi R., Joumard R, 2009. Caractérisation du parc de véhicule algérien et son usage. Colloque international Environnement et transports dans des contextes différents, Ghardaïa, Algérie, p. 201-208

Boukelia T, Mecibah M S, 2013. Parabolic trough solar thermal power plant: Potential, and projects development in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; **21**: 288-297.

BP Statistical Review of World Energy, 2010 à 2014. <http://www.bp.com/statisticalreview> .

Carbon Monitoring for Action (CARMA), 2014. <http://carma.org> . (consulté le 5 Janvier 2016).

Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), 2011. Liste des projets du Programme Algérien de Développement des Energies Nouvelles et Renouvelables et de l'Efficacité Energétique, <http://portail.cder.dz/spip.php?article1155> . (consulté le 5 Janvier 2016).

Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER, 2015. <http://www.cder.dz> (consulté le 5 Janvier 2016).

Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz (CREDEG), 2014. www.credeg.dz . (consulté le 5 Janvier 2016).

Centre National de Recherches Intégrées du bâtiment CNERIB, 2011. Réglementation thermique du bâtiment.

Chaaban F, 2011. Apport potentiel des Système d'Informations Géographiques (SIG) pour une meilleure gestion d'un littoral dans une optique de développement durable. Thèse de doctorat. Université des sciences et technologies Lille, p 198.

Chambolle T, 2007. président du group 5, Commission Energie, Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050, Rapport d'orientation, " Scénarios énergétiques ", centre d'analyse stratégique.

Chaturvedi V, Eom J, Clarke L E, Shukla P.R. 2014. Long term building energy demand for India: Disaggregating end use energy services in an integrated assessment modeling framework. *Energy Policy*; **64**: 226-242.

Chellali F, Khellaf A, Belouchrani A, Recioui A., 2011. A contribution in the actualization of

wind map of Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; **15**: 993-1002.

Chennouf N, Negrou B, Dokkar B, Settou N, 2013. Valuation and estimation of geothermal electricity production using carbon dioxide as working fluid in the south of Algeria. *Energy Proc*; **36**: 967-76.

Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), 2014. <http://www.creg.gov.dz/index.php/fr/legislation/energies-renouvelables>. (consulté le 5 Janvier 2016).

Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), 2015. <http://www.creg.gov.dz>. (consulté le 5 Janvier 2016).

Conchita G, 2011. SIG et analyse multicritère pour l'aide à la décision en agriculture urbaine dans les pays en développement, cas de Ouagadougou au Burkina Faso. Thèse de doctorat, Université Paris 8. p 301.

Conférence des Parties Vingt et unième session (COP-21), 2015. Adoption de l'Accord de Paris. Paris, p40.

Courcelle C, Gusbin D., 2001. Perspectives énergétiques 2000-2020 Scénarios exploratoires pour la Belgique, Bureau Fédéral du Plan (BFP).

Cradden L, Kalogeri C, Barrios I M, Galanis G, Ingram D, Kallos G, 2016. Multi-criteria site selection for offshore renewable energy platforms. *Renewable Energy*; **87**: 791-806.

Cribellier M, Lerma A, Roche F, Rodriguez J, Venant F, 2005. La séquestration du CO2. Projet réalisé au sein de l'atelier changement climatique ENPC. Ecole Nationale des Ponts et Chaussées, p 52.

Dagdougui H, 2011. Système d'aide à la décision pour la durabilité des systèmes énergétiques renouvelables et des infrastructures d'hydrogène: modélisation, contrôle et analyse de risques. Thèse de doctorat. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, p 257.

Daouas N, 2011. A study on optimum insulation thickness in walls and energy savings in Tunisian buildings based on analytical calculation of cooling and heating transmission loads. *Applied Energy*; **88**:156-164.

Darmayan L, Cherix G, Cudilleiro M, Kuchler F, 2011. Approche territoriale pour définir une stratégie énergétique à l'échelle d'une collectivité locale. ESRI France Planification Énergétique Territoriale (PlanETer).

Débat National Transition Énergétique DNTE, 2013. Visions prospectives à l'horizon 2050, région Rhône alpes.

Deutsche Gesellschaft für (DG), GmbH Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2013. Etude sur les potentiels des Energies Renouvelables pour la production de l'électricité destinée à la consommation nationale en Tunisie ainsi que pour l'exportation vers l'UE, Rapport Final , Tunis.

Devogelaer D, Gusbin D, 2015. Climate and Energy Framework for Belgium "Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050", Federal Planning Bureau (FPB).

Devogelaer D, Gusbin D, 2007. Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 dans un contexte de changement climatique, Bureau Fédéral du Plan (BFP).

Direction Générale Trésor (DGT) publications des services économiques, 2013a. Les hydrocarbures en Algérie : chiffres clefs. Ambassade de France en Algérie -service économique régional. p3.

Direction Générale Trésor (DGT) publications des services économiques, 2013b. Indicateurs économiques et financiers de l'Algérie : chiffres clefs. p3.

Djelloul A, Draoui B, Moumami N, 2013. Simulation du comportement énergétique des bâtiments, courrier du savoir; **17**:113-119.

EIA.U.S. Energy Information Administration, 2013. Algeria report. p16.

EIA.U.S. Energy Information Administration, 2014. Country Analysis Brief: Algeria.p17.

ESRI, 2008. ArcGIS 9, what is ArcGIS?. p130.

ESRI, 2011.

http://webhelp.esri.com/arcgisdesktop/9.2/index.cfm?TopicName=Implementing_Inverse_Distance_Weighted_%28IDW%29 . (consulté le 5 Janvier 2016).

ESRI, 2014. Maps and Data.

http://www.arcgis.com/home/group.html?q=tags:ArcMap93_Base&t=group&owner=esri&title=ESRI%20Maps%20and%20Data&sortField=title&sortOrder=asc&content=all . (consulté le 5 Janvier 2016).

Eurostat, 2014. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu> . (consulté le 5 Janvier 2016).

Faures K, 2007. Systèmes d'information géographique perfectionnement. Conseil Environnement Représentations Cartographiques Informations Spatialisées (CERCIS), p28.

Fayaz H,Saidur R, Razali N, Anuar F S, Saleman A R, Islam M R, 2012. An overview of hydrogen as a vehicle fuel. Renewable and Sustainable Energy Reviews; **16**: 5511-5528.

Feng Y Y, Zhang L X, 2012. Scenario analysis of urban energy saving and carbon abatement policies: A case study of Beijing city, China. Procedia Environmental Sciences; **13**: 632 - 644.

Fonseca R N, 2013. Optimization of the sizing and energy management strategy for a hybrid fuel cell vehicle including fuel cell dynamics and durability constraints. Thèse doctorat. Energy and Systems. Institut National des Sciences Appliquées de Lyon-INSA France. p246.

François de Jouvenel, 2009. La prospective des territoires urbains sensibles : la construction de scénarios, et quelques autres méthodes. Un guide méthodologique de la Mission Prospective et Stratégie du Secrétariat Général du Comité Interministériel des Villes, Groupe Futuribles. p43.

Gergaud O, 2009. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. Thèse de Doctorat en électrotechnique, Ecole Normale Supérieure de Cachan.

- Ghedamsi R**, Settou N, Gouareh A, Khamouli A, Saifi N, Recioui B, 2015. Estimating the energy consumption in building sector in Algeria using bottom-up model. IEEE publication, DOI: 10.1109/IREC.2015.7110942.
- Ghedamsi R**, Settou N, Gouareh A, Khamouli A, Saifi N, Recioui B, Dokkar B, 2016. Modeling and forecasting energy consumption for residential buildings in Algeria using bottom-up approach. Energy and Buildings, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.12.030> .
- Girault M**, Fosse M et Jeger F, 2000. Circulation et consommation de carburant en France estimation détaillée par type de véhicules.
- Gotz B**, Blesl M, Fahl U, Vob A, 2012. Theoretical background on the modeling of policy instruments in energy system models. Report on Work Package A of the ETSAP Project "Integrating policy instruments into the TIMES Model".
- Gouareh A**, Settou N, Khalfi A, Recioui B, Negrou B, Rahmouni S, Dokkar B, 2015. GIS-based analysis of hydrogen production from geothermal electricity using CO₂ as working fluid in Algeria, International journal of hydrogen energy; **40**:15244-15253. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.05.105>
- Greenpeace, 2015. Révolution énergétique : Perspectives énergétiques pour un monde plus durable, www.greenpeace.fr
- Gusbin D**, Hoornaert B. 2004. Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030. Bureau fédéral du Plan (BFP).
- Hafner M**, Tagliapietra S., El Elandaloussi E H., 2012a. Outlook for Oil and Gas in Southern and Eastern Mediterranean Countries. MEDPRO Technical Report No: 18.
- Hafner M**, Tagliapietra S., El Elandaloussi E H., 2012b. Outlook for Electricity and Renewable Energy in Southern and Eastern Mediterranean Countries. MEDPRO Technical Report No: 16.
- Heraou A**, 2011. Evolution des politiques de l'habitat en Algérie le L.S.P comme solution a la crise chronique du logement cas d'étude la ville de chelghoum laid.
- Himri Y**, Arif S M, Stambouli A B, Himri S, Draoui B, 2009. Review and use of the Algerian. Renewable Energy for Sustainable Development; **13**:1584-1591.
- Holloway S**, Karimjée A, Akai M, Pipatti R, Rypdal K, 2006. Transport, injection et stockage géologique du dioxyde de carbone, p 36.
- Hwang J J**, 2013. Sustainability study of hydrogen pathways for fuel cell vehicle applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews; **19**: 220–229.
- IFP Energies Nouvelles, 2012. Le stockage géologique du CO₂ : Les solutions IFP Energies Nouvelles pour un déploiement sécurisé. Paris, p 12.
- Institut Caisse des Dépôts pour la Recherche (ICDR), 2014. Scénario NégaWatt 2011-2050: Hypothèses et méthode. Rapport technique, www.negawatt.org.

- International Energy Agency (IEA), 2014. Key World Energy Statistics. p82.
- International Energy Agency (IEA), 2014. CO2 emissions from fuel combustion Highlights.
- International Energy Agency IEA, 2015. Key World Energy Statistics. p81.
- Janse D H M**, 2010. Combining geothermal energy with CO2 storage: Feasibility study of low temperature geothermal electricity production using carbon dioxide as working and storage fluid. Mémoire de Master: Sustainable Development-track Energy and resources. Utrecht University, p 103.
- JORA**, 2002. Journal Officiel de la République Algérienne n° 8, p 22.
- Kaynakli O**, 2008. A study on residential heating energy requirement and optimum insulation thickness. *Renewable Energy*; **33**: 1164-1172.
- Kaynakli O**, 2012. A review of the economical and optimum thermal insulation thickness for building applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; **16**: 415-425.
- Kedaid F**, 2007. Database on the geothermal resources of Algeria. *Geothermics*; **36**:265-275.
- Khoury J**, Mbayed R, Salloum G, Monmasson E, Guerrero J, 2016. Review on the integration of photovoltaic renewable energy in developing countries-Special attention to the Lebanese case. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.062> .
- Lahlou N**, 2011. Energie, changement climatique et bâtiment en Méditerranée. Etude nationale Maroc. Plan Bleu. Centre d'Activités Régionales PNUE/PAM. p54.
- Levene J I**, Mann M K, Margolis R, Milbrandt A, 2005. An analysis of hydrogen production from renewable electricity sources. Conference Paper NREL/CP-560-37612.
- Lavenu G**, 2013. Qu'est ce qu'un SIG ? Les usages et les apports à l'échelle d'une métropole. Séminaire Metropolis, p 98.
- Legrand V**, Sidler O, Letz T, Couturier C, Rialhe A, Stephano P, Bonduelle A, Metivier S, Marignac Y, 2012. Rapport final. Vers un système énergétique " 100% renouvelable ", scénario et plans d'actions pour réussir la transition énergétique en Région Provence-Alpes-Côte d'Azur.
- Li L**, Chen C, Xie S, Huang C, Cheng Z, Wang H, Wang Y, Huang H, Lu J, Dhakal S, 2010. Energy demand and carbon emissions under different development scenarios for Shanghai, China. *Energy Policy*; **38**: 4797-4807.
- Lin B**, Ouyang X, 2014. Energy demand in China: Comparison of characteristics between the US and China in rapid urbanization stage. *Energy Convers Manage*; **79**:128–139.
- Maïzi N**, 2012. De la dimension infinie à la dimension prospective : variations autour du paradigme d'optimalité. Habilitation à Diriger des Recherches. Université de Nice Sophia-Antipolis, 142p.

- Maïzi N**, Assoumou E, 2007. Modélisation prospective et spécificités de la politique énergétique française. J3EA - 6, DO I: 10.105 1 /j3 ea: 20 07 002.
- Mathy S**, Bibas R., Fink M., 2010. CIRED Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement, RAC-F-Réseau Action Climat-France, Scénarios de réduction d'émissions de gaz à effet de serre pour la France.
- McCullum D L**, Ogden J M, 2006. Techno-economic models for carbon dioxide compression, transport, and storage & correlations for estimating carbon dioxide density and viscosity. UCD-ITS-RR-06-14.
- Mentis D**, 2013. Wind energy assessment in Africa: a GIS-based approach. Master of Science Thesis. KTH school of industrial engineering and management. Stockholm.
- Michaut S**, 2013. Market analysis for gas engine technology in Algeria. Master of science thesis. KTH school of industrial engineering and management Stockholm. p91.
- Ministère de l'Energie ME, (2002 à 2014). Bilans énergétiques. <http://www.mem-algeria.org> . (consulté le 5 Janvier 2016)
- Ministère de l'Energie ME, 2014a. <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=raffinage> . (consulté le 5 Janvier 2016)
- Ministre de l'Energie (ME), 2014b. <http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=la-clientele> . (consulté le 5 Janvier 2016)
- Ministère de l'Energie ME, 2015. <http://www.energy.gov.dz>. (consulté le 5 Janvier 2016)
- Moshiri S**, Atabi F, Panjehshahi M H, Lechtenbhmer S, 2012. Long run energy demand in Iran: a scenario analysis. International Journal of Energy Sector Management; **6**: 120-144. DOI 10.1108/17506221211216571.
- Mourshed M**, 2012. Relationship between annual mean temperature and degree days. Energy and Buildings; **54**:418-425.
- Mourtada A**, 2010. Energie, changement climatique et bâtiment en Méditerranée. Etude nationale Liban. Plan Bleu. Centre d'Activités Régionales PNUE/PAM. p56.
- Naftal, 2015. <http://www.naftal.dz> (consulté le 5 Janvier 2016)
- Nations Unies Commission Economique pour l'Afrique Bureau pour l'Afrique du Nord (CEA-AN), 2012. Le secteur des énergies renouvelables en Afrique du Nord : situation actuelle et perspectives, www.uneca-an.org / www.uneca.org (consulté le 5 Janvier 2016).
- Ni J**, Johnson N, Ogden JM, Yang C, Johnson J. Estimating hydrogen demand distribution using Geographic Information System (GIS) 2005. UCCDD-IITTSS-RRPP-0055-110.
- Noorollahi Y**, Yousefi H, Mohammadi M, 2016. Multi-criteria decision support system for wind farm site selection using GIS. Sustainable Energy Technologies and Assessments; **13**: 38–50.

Observatoire de l'Energie, 2005. Etude pour une Prospective Energétique Concernant la France. Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières. Rapport final. p 89.

Oeser C, Perrette L, Cavellec S. Captage et stockage géologique du CO₂ et valorisation : Définitions et technologies existantes. Direction Générale de l'Energie et du Climat, Mai 2010, 14p.

Office National des Statistiques (ONS), 2015. <http://www.ons.dz/>. (consulté le 5 Janvier 2016)

Office National des Statistiques ONS. Répartition du par national automobile selon le genre et la wilaya. 2000-2013.

Office National des Statistiques-Alger. Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH) 2008, 2011. Collections Statistiques n° 163.

Ozel M, 2011. Effect of wall orientation on the optimum insulation thickness by using a dynamic method. Applied Energy; **88**: 2429-2435.

Peng B B, Fan Y, Xu J H, 2016. Integrated assessment of energy efficiency technologies and CO₂ abatement cost curves in China's road passenger car sector. Energy Conversion and Management; **109**: 195–212.

Piltan M, Shiri H, Ghaderi S F, 2012. Energy demand forecasting in Iranian metal industry using linear and nonlinear models based on evolutionary algorithms. Energy Convers Manage; **58**:1–9.

Plan d'action du gouvernement pour la mise en œuvre du programme du président de la république, 2014.

Portail Du Premier Ministre, 2015. http://www.premier-ministre.gov.dz/index.php?option=com_content&task=view&id=400&Itemid=246. (consulté le 5 Janvier 2016)

Posso F, Espinoza J L, Sanchez J, Zalamea J, 2015. Hydrogen from hydropower in Ecuador: Use and impacts in the transport sector. International journal of hydrogen energy; **40**: 15432-15447.

PRISME, 2010. Avancées technologiques et prospectives. Modèles énergie-économie-environnement. Fiche n°2.

Programme de développement quinquennal 2010-2014, 2010. Réunion du Conseil des ministres. p24.

Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Algérie PNER, 2011. Ministère de l'énergie et des mines, SATINFO, Société du groupe Sonelgaz.

Rahmouni S, Settou N, Chennouf N, Negrou B, Houari M, 2014. A technical, economic and environmental analysis of combining geothermal energy with carbon sequestration for hydrogen production. Energy Proc; **50**: 263-9.

- Rahmouni S**, Settou N, Negrou B, Chennouf N, Ghedamsi R, 2015a. Prospects and analysis of hydrogen production from renewable electricity sources in Algeria. Switzerland: Springer International Publishing; **2**:584-602. DOI 10.1007/978-3-319-17031-2_42
- Rahmouni S**, Settou N, Negrou B, Gouareh A, 2015b. GIS-based method for future prospect of hydrogen demand in the Algerian road transport sector. International Journal of Hydrogen Energy. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.156> .
- Rapport national de l'Algérie, 2011. 19^{ème} session de la Commission du Développement Durable des Nations Unies (CDD-19).
- Recioui B**, Settou N, Khalfi A, Gouareh A, Rahmouni S, Ghedamsi R, 2015. Valorization of carbon dioxide by conversion into fuel using renewable energy in Algeria. DOI: 10.1016/j.trd-2015.11.006. apparaît.
- Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE), 2010. Appui technique/prestations de services pour l'évaluation de l'impact économique, technologique et environnemental de la réglementation nationale et des incitations relatives aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique. p62.
- Saibi H**, 2009. Geothermal resources in Algeria. Renewable energy for sustainable development; **13**: 2544-2552.
- Said N**, 2013. Potentiel solaire de l'Algérie : photovoltaïque et CSP. Bulletin des énergies renouvelables n° 26, CDER.
- Scapecchi P**, 2010. L'évaluation des coûts macroéconomiques des politiques de réduction des émissions de gaz à effets de serre, Les Cahiers de la Direction Générale Trésor, n° 2010-05.
- Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT), 2010. p 106.
- Schiel K**, Baume O, Caruso G, Leopold U, 2016. GIS-based modelling of shallow geothermal energy potential for CO2 emission mitigation in urban areas. Renewable Energy; **86**: 1023-1036.
- Shekarchian M**, Moghavvemi M, Motasemi F, Mahlia T.M.I. Energy saving and cost-benefit analysis of using compression and absorption chillers for air conditioners in Iran. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2011; **15**:1950-1960.
- Sigal A**, Leiva E P M, Rodriguez C R, 2014. Assessment of the potential for hydrogen production from renewable resources in Argentina. International journal of hydrogen energy; **39**: 8204-8214.
- Sigurvinsson J**, Mansilla C, Lovera P, Werkoff F, 2007. Can high temperature steam electrolysis function with geothermal heat? International journal of hydrogen energy; **32**:1174-82.
- Sluiveld M A E**, Martínez S H, Daioglou V, Vuuren D P, 2016. Exploring the implications of lifestyle change in 2 °C mitigation scenarios using the IMAGE integrated assessment model. Technological Forecasting & Social Change. <http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2015.08.013>

- Sonatrach, 2013. An international gaz dimension, rapport. p12.
- Sonelgaz, 2014. <http://www.sonelgaz.dz> , (consulté le 5 Janvier 2016).
- Staffell I**, 2011. The Energy and Fuel Data Sheet. University of Birmingham, UK.
- Stambouli A B**, 2011. Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; **15**: 1169-1181.
- Suganthi L, Samuel A A**, 2012. Energy models for demand forecasting- A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; **16**: 1223–1240.
- Suri M**, 2012. Solar atlas for the Mediterranean: user interface. Solar-med-atlas, p12. <http://www.solar-med-atlas.org>, (consulté le 5 Janvier 2016).
- Takilalte A**, 2014. La production de l'électricité à base des CSP en Algérie : Réalité et perspectives. Bulletin CDER n° 30.
- Talbi B.**, 2011. Modélisation de la demande d'énergie: fondements théorique et application pour la Tunisie, French Edition, France.
- The World Bank, 2014. <http://data.worldbank.org> . (consulté le 5 Janvier 2016)
- Tisza K**, 2014. Gis-based suitability modeling and multi-criteria decision analysis for utility scale solar plants in four states in the southeast US. Thèse de doctorat. Clemson University, p139.
- United Nations, 2012. World Population Prospects: The 2012 Revision, http://esa.un.org/unpd/wpp/unpp/panel_indicators.htm .
- Varet J**, 2005. La capture et le stockage géologique du CO₂. Collection des enjeux des géosciences, Paris, 48p.
- Wang Z, Wennersten R, Sun Q**, 2016. Outline of principles for building scenarios – Transition toward more sustainable energy systems. *Applied Energy*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.062> .
- World Energy Council WEC, 2007. Energy scenario development analysis: WEC policy to 2050. p90.
- Wuppertal, 2012. Etude stratégique du Mix énergétique pour la production d'électricité en Tunisie, Rapport final. 244 p.
- Youngguk S, Seong M K**, 2013. Estimation of green house gas emissions from road traffic: A case study in Korea. *Renewable and sustainable energy reviews*; **28**: 777-787.
- Yu S, Wei Y.M, Wang K**, 2012. China's primary energy demands in 2020: Predictions from an MPSO–RBF estimation model. *Energy Convers Manage*; **61**: 59–66.
- Zagamé P**, 2008. Modèles de l'énergie et nouvelles théories du progrès technique. Conseil Français de l'Energie.

Zermane O E, 2012. Modélisation d'une machine frigorifique à absorption : application des équilibres de phases, Thèse de doctorat. Université Mentouri de Constantine.

Zhang H, Chen W, Huang W, 2016. TIMES modelling of transport sector in China and USA: Comparisons from a decarbonization perspective. *Applied Energy*; **162**: 1505–1514.

Annexes

Annexe chapitre 2.

Tableau 2.a. Bilan énergétique en 2013 (en ktep).

Analyse horizontale (par produit)

Bilan Énergétique 2013 Tableau 2.A	Houille, Et charbon	Coke sider- urgique	Total Produits Solides	Pétrole Brut	L.C.N	Produits alimentation raffineries	Total produits pétroliers	gasoil	fuel oil	essences	kerosenes	Jet Fuel	Naphtha	Autres Produits	Total produits liquides	GAZ naturel	GNL	GPL	Ethane	GHF	Gaz de cooker.	Total produits gazeux	Electricite	Total general
Unité (KTEP)	0,70		0,20	1,103	1,132	1,100	1,100	1,036	1,007	1,069	1,049	1,049	1,100	1,100	64412	0,945	1,089	7267	1,200	0,945		84325	0,25	148842
PRODUCTION			22	54 600	9733			2826	206	1701		1	785		5680								83	148842
IMPORTATION		170	170	31 027	6131	161	5 519	2826	206	1701		1	785		5680								74	5924
EXPORTATION							13 566		5345			1179	7 043		50725		14 322	5876				50661	97	101483
SOUTAGES							284	67	217						284									284
VARI STOCK (PROD.)		-22	-22	83	-92	63	-114	-2	85			7	65	23	55		142	-1				141		174
DISPONIBLES INTER.		191	213	23 569	3693	161	-8395	2 874	-5365	1617		-185	-7 108	762	19029		-46395	-44 464				33523	61	52825
VARI STOCK (CONSUM.)				65		-28	95	-2	-1	30		2	67	131								-3		128
CONSUMATION BRUTE		191	213	23 504	3694	189	-8 469	2 876	-5363	1587		-187	-7 108	696	18937		-46395	-44 464				33526	61	52697
TRANSFORMATION		-140	-140	-23 206	-3527	-189	24 343	7 124	5 396	2458		1797	7 158	410	-2578		-27 972	14 660	958	68		-12286	15012	7
COKERIES																								
HAUTS FOURNEAUX		-140	-140																					
UNITES DE LIQUEFACTION						189							188	1	189		-15 155	14 660	302			68		-73
RAFFINERIES				-23 206	-3527	-189	24 327	7 296	5 396	2458		1797	6 970	410	-2595							657		-5
CENTRALES ELECTRIQUES																								
CENTRALES ELECTRIQUES des Auto-producteurs							-172	-172							-172							-12 817		-1 938
AUTRES																								
CONSUM. NON ENERGETIQUE.							1 140								1 140							1 722		2 862
CONSUMATION NETTE							14 714	10 000	43	4045		611	50	-34	15 179		16 901	196	2354	68		19 518	15073	49843
CONSUM. INDUS. ENERGETIQUE.		51	73	298	167		35								427		5637	31	20	2		5 690	1 417	7534
CONSUM. AUX CHAMPS							28								28									28
GAZODUCS ET OLEODUCS							25								25									587
UNITES DE LIQUEFACTION							339								339									587
RAFFINERIES																								587
AUTRES																								587
CONSUMATION FINALE		41	62	62			14 792	10 135	4087			548	22	22	14 792		10 562	2249				12811	10878	38543
INDUSTRIE		41	16	57			592	569					22	22	592		3480	151				3631	3949	8229
MATERIAUX DE CONSTRUCTION																	2614	26				2614	841	3482
CHENTERIES																								3482
VERRES																								3482
IND. TEXTILES, CUIR ET HABILLEMENT																								3482
BTP							288	288							288		92							104
AUTRES INDUSTRIES							282	282							282		252							660
TRANSPORTS							13 314	8 716	4050			548	0	0	13 314		8	366				374	201	13889
RAIL																								201
ROUTIER							12 766	8 716	4050			548			12 766			366				366		1 3132
AERIEN							548				548				548									548
MARITIME																								548
AUTRES																								548
MENAGES ET AUTRES		5	5				886	890	36						886		7075	1731				8806	6728	16425
RESIDENTIEL		5	5																					16425
AGRICULTURES							20	20							20		36	9				45	183	248
TERTIAIRE ET AUTRES							866	830	36						866		788	41				829	2214	3 909
Pertes		11	11	413	7		-113	-135	43	-42		62	50	-91	-480		-142	40				1119	2778	4328
EGART STATISTIQUE				-507	169																			-563

Analyse verticale (Par secteur)

Annexes chapitre 3

Tableau 3.a. Exemples des données énergétiques par station météorologique.

Num	Nom_du_station	longitude	Latitude	Q_cooling Kwh/m ²	Q_heating Kwh/m ²	cooling_price €/m ²	heating_price €/m ²
1	ADRAR	27,82	-0,18	45,80	16,43	3,600	0,015
2	AIN SEFRA	32,77	-0,6	15,45	41,38	1,214	0,038
3	ANNABA	36,83	7,82	2,61	29,71	0,205	0,027
4	BATNA	35,72	6,35	6,76	52,87	0,531	0,048
5	BECHAR	31,63	-2,25	24,74	26,00	1,944	0,024
6	BEJAIA AEROPORT	36,72	5,07	2,07	28,59	0,163	0,026
7	BENI ABBES	30,13	-2,17	40,45	17,91	3,179	0,016
8	Beni-Saf, TLE	35,3	-1,35	5,67	19,04	0,446	0,017
9	BISKRA	34,8	5,73	24,51	18,55	1,926	0,017
10	BORDJ B. MOKHTAR	21,33	0,95	56,64	9,15	4,451	0,008
11	BORDJ BOU ARRERIDJ	36,07	4,77	6,86	53,66	0,539	0,049
12	BOU SAADA	35,33	4,2	19,78	29,40	1,555	0,027
13	CONSTANTINE	36,28	6,62	5,48	50,58	0,431	0,046
14	DAR EL BEIDA	36,68	3,22	4,01	31,19	0,315	0,028
15	DJANET	24,27	9,47	27,98	17,64	2,199	0,016
16	DJELFA	34,33	3,38	6,80	57,79	0,535	0,053
17	EL GOLEA	30,57	2,87	30,96	24,84	2,433	0,023
18	EL KHEITER	34,15	0,07	10,41	49,45	0,818	0,045
37	OUM EL BOUAGHI	35,87	7,12	6,79	48,40	0,534	0,044
38	SETIF	36,18	5,25	4,67	62,22	0,367	0,057
39	SIDI BEL ABBES	35,2	-0,62	8,44	43,02	0,664	0,039
40	SOUK AHRAS	36,28	7,97	0,49	15,28	0,038	0,014
41	TAMENRASSET AEROPORT	22,82	5,45	19,93	17,46	1,567	0,016
42	TEBESSA	35,42	8,12	7,74	44,66	0,608	0,041
43	TIARET	35,35	1,47	6,36	60,23	0,500	0,055
44	TIMIMOUN	29,25	0,28	39,63	18,92	3,115	0,017
45	TINDOUF	27,7	-8,17	31,44	15,04	2,471	0,014
46	TIZI OUZOU	36,7	4,05	7,03	31,53	0,553	0,029
47	TLEMCEN ZENATA	35,02	-1,45	4,05	34,24	0,319	0,031
48	TOUGGOURT	33,07	6,08	25,44	21,90	2,000	0,020

Tableau.3.b. Exemple des données énergétiques obtenues par zonage climatique pour chaque commune.

N°	Code	Communes	Latitude	Longitude	Population 2008	Cool zone	Heat zone	Nombre of houses	Cooling Cost	Heating Cost
1	125	Bordj Badji Mokhtar	0,946014	21,325199	16437	1	3	2776,27	11483,25	45,48
2	128	Timiaouine	1,676074	20,894849	4493	1	3	758,88	3138,91	12,43
3	1108	In Salah	2,485146	27,192777	32518	1	3	5492,40	22717,79	89,98
	Total Zone 1				53448			9028	37339,95	147,90
4	101	Adrar	-0,283318	27,867086	64781	2	3	10941,74	38365,99	179,26
5	102	Tamest	-0,260248	27,453880	8266	2	3	1396,16	4895,47	22,87
11	115	Fenoughil	-0,304259	27,649080	11793	2	3	1991,88	6984,30	32,63
	Total Zone 2				213914			36131	126688,74	591,94
19	103	Charouine	-0,266667	29,016620	11347	3	3	1916,55	5513,06	31,40
20	104	Reggane	0,165793	26,723079	20402	3	3	3445,97	9912,53	56,46
42	3301	Illizi	8,473272	26,509435	17252	3	3	2913,92	8382,07	47,74
	Total Zone 3				203488			34370	98866,86	563,09
43	801	Bechar	-2,219867	31,607725	165627	4	2	27974,98	62852,18	907,65
44	809	Mechraa Houari Boum_dienne	-2,736626	30,932378	3091	4	3	522,08	1172,97	8,55
75	4712	Hassi Gara	2,913911	30,555612	17801	4	3	3006,65	6755,13	49,26
	Total Zone 4				849681			143514	322437,19	2874,16
76	306	Hassi R'Mel	3,272183	32,929626	22133	5	2	3738,34	6044,52	121,29
77	521	Tigherghar	5,961370	35,076642	68	5	2	11,49	18,57	0,37
164	4713	Mansoura	3,746050	31,980326	284	5	3	47,97	77,56	0,79
	Total Zone 5				1811715			306005	494778,80	7524,04
165	301	Laghouat	2,878025	33,806580	144747	6	1	24448,27	24132,09	1185,90
166	302	Ksar ElHirane	3,150000	33,783333	23841	6	1	4026,83	3974,75	195,33
450	4512	El Biod	-0,133348	33,766669	10975	6	1	1853,72	1829,74	89,92
	Total Zone 6				4867961			822216	811582,03	32492,98
451	201	Chlef			178616	7	1	30168,87	10777,42	1463,39
452	202	Tenes			35459	7	2	5989,15	2139,54	194,32
1540	4838	Ouled Sidi Mihoub			7588	7	2	1281,64	457,85	41,58
	Total Zone 7				22664629			3828135	1367549,59	143251,80

Annexes chapitre 5.

Tableau 5.a : Données d'irradiations solaires en kWh/m².an

N°	Nom	Latitude	Longitude	GHI	DNI
		DD	DD	kWh/m ² .an	kWh/m ² .an
01	Adrar	27.867	-0.283	2153	2299
02	Chlef	36.166	1.334	1844	2015
03	Laghouat	33.774	2.888	2004	2223
04	Oum elbouaghi	35.877	7.114	1851	2048
05	Batna	35.550	6.167	1942	2225
06	Béjaia	36.750	5.067	1713	1850
07	Biskra	34.850	5.733	1902	2077
08	Bechar	31.617	-2.217	2102	2381
09	Blida	36.479	2.808	1694	1795
10	Bouira	36.284	3.988	1831	2015
11	Tamanrasset	22.785	5.523	2413	2765
12	Tébassa	35.414	8.101	1852	2054
13	Tlemcen	34.883	-1.317	1936	2190
14	Tiaret	35.367	1.317	1956	2225
15	Tizi Ouzou	36.618	4.315	1773	1943
16	Alger	36.753	3.042	1792	1954
17	Djelfa	34.667	3.250	2005	2305
18	Jijel	36.718	5.983	1694	1845
19	Sétif	36.183	5.400	1909	2182
20	Saida	34.833	0.150	1933	2156
40	Khenchela	35.417	7.133	1982	2304
41	Souk Ahras	36.286	7.951	1794	1959
42	Tipaza	36.618	2.391	1781	1912
43	M'illa	36.450	6.264	1763	1896
44	Ain Defla	36.265	1.970	1852	2067
45	Naama	33.435	-0.906	2062	2346
46	Ain Temouchent	35.299	-0.982	1884	2061
47	Ghardaia	32.472	3.693	2053	2284
48	Rélizane	35.733	0.550	1861	2044

*Chapitre 3 : Analyse et critique programme national des énergies renouvelables
l'information géographique et la planification énergétique*

Tableau 5.b : Données de vitesse du vent en m/s.

N°	Stations de mesure	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sep	Oct	Nov	Déc
1	Adrar	5,98	6,42	6,76	7,00	7,19	6,28	6,81	6,33	6,14	5,95	5,94	5,61
2	Ain-Safra	2,26	2,63	2,97	3,28	3,24	2,80	2,40	2,54	2,39	2,10	2,05	2,17
3	Alger-Port	4,23	4,89	5,45	4,67	4,10	3,64	4,07	3,40	3,71	3,12	3,64	3,49
4	Annaba	3,92	3,89	3,78	3,70	3,61	3,73	3,85	3,83	3,63	3,35	3,69	3,86
5	Arzew	4,49	4,34	4,73	4,78	4,62	4,05	4,04	3,87	3,97	3,74	4,06	4,53
6	Batna	3,54	3,92	4,17	4,18	3,85	4,09	4,13	3,85	3,52	3,49	3,54	2,94
7	Borj Bou Arreridj	2,18	2,33	2,26	2,39	2,20	2,14	2,14	2,09	2,08	1,94	1,95	2,02
8	Bechar	2,61	3,25	4,19	4,94	5,17	4,50	4,29	4,02	3,87	3,31	2,98	2,59
9	Bejaia	3,62	3,41	3,22	3,00	2,85	2,94	2,97	2,92	2,88	3,11	3,41	3,78
10	Beni-Abbas	1,94	2,58	2,98	3,52	3,41	3,05	2,97	2,58	2,72	2,55	2,59	2,20
11	Beni-Saf	2,93	3,01	2,99	2,82	2,81	2,26	2,29	2,27	2,49	2,07	2,70	2,89
12	Biskra	4,27	4,29	5,22	5,60	5,68	4,33	3,73	3,82	3,94	3,38	4,04	3,94
13	Bordj Badji Mokhtar	5,56	4,72	5,31	5,70	5,22	5,34	5,94	5,78	5,49	4,11	3,23	3,82
40	Médeä	2,93	3,34	3,24	3,38	3,15	3,09	2,63	2,75	2,71	2,82	3,07	3,16
41	Milliana	2,43	2,69	3,08	3,29	3,59	3,62	3,29	3,14	3,01	2,42	2,22	2,28
42	Mostaganem	1,96	2,21	2,31	2,49	2,53	2,34	1,93	2,00	1,89	1,75	1,78	2,01
43	Msila	4,12	4,31	4,97	4,70	5,14	3,97	3,48	3,24	3,69	3,10	3,73	4,22
44	Naama	3,49	4,19	4,70	4,43	4,72	3,59	3,88	3,30	3,18	3,12	3,51	4,17
45	Oran-Senia	2,90	3,07	3,51	3,80	4,06	3,93	3,74	3,49	3,25	2,90	2,83	2,82
46	Oran-Port	5,06	4,74	4,93	4,33	4,86	4,20	4,22	3,74	3,98	3,72	4,01	4,13
47	Oum-El-Bouagui	2,87	3,82	3,64	3,64	3,33	3,48	3,20	2,94	2,89	3,02	3,19	3,28
48	Ourgla	2,87	3,36	4,01	4,38	4,92	4,77	3,97	4,02	4,17	3,32	2,75	2,73
49	Saïda	3,04	3,34	3,30	3,33	3,24	3,17	2,96	2,96	2,68	2,76	3,11	3,18
50	Sétif	3,79	4,04	4,06	4,14	3,89	3,94	3,71	3,75	3,57	3,48	3,90	3,66
51	Sidi-Belabes	1,92	2,65	2,93	3,03	3,15	2,92	2,71	2,63	2,59	2,32	2,35	2,43
52	Skikda	3,81	3,48	3,38	3,10	2,92	3,09	2,96	3,04	3,02	3,14	3,69	4,08
53	Souk-Ahras	3,68	4,12	4,05	3,84	3,26	3,35	3,24	3,38	3,32	2,94	3,56	3,54
54	Tafraoui	2,93	3,60	3,99	3,81	4,09	3,88	3,55	3,38	3,19	2,95	3,53	3,25
55	Tamanrasset	3,10	3,44	3,78	4,15	4,33	4,11	4,42	3,87	3,70	3,41	2,70	2,54
56	Tamanrasset-Aguenna	3,20	3,40	3,81	4,11	4,41	4,20	4,49	3,99	3,84	3,47	2,89	2,68
57	Tebessa	3,14	3,67	3,74	3,89	3,55	3,18	3,05	2,94	2,81	2,66	3,08	3,32
58	Tiaret	4,40	4,28	4,30	4,18	3,87	3,62	3,45	3,43	3,25	3,75	4,62	4,63
59	Timimoun	4,19	5,11	5,15	5,72	6,26	5,12	5,27	4,90	5,07	4,47	4,01	3,76
60	Tindouf	4,65	5,39	5,74	6,92	7,34	6,99	5,65	5,77	6,32	4,82	4,54	4,18
61	Tizi-Ouzou	1,16	1,43	1,69	1,75	1,68	2,25	2,38	2,13	1,60	1,21	1,08	1,09
62	Tlemcen-Zénata	2,05	1,92	1,90	2,07	2,37	2,23	2,21	2,06	1,81	1,75	1,90	1,97
63	Touggourt	2,74	2,93	3,58	3,86	4,08	3,50	3,15	3,10	2,84	2,64	2,52	2,60

Tableau 5.c : Liste des projets PV selon le PNER.

Site du projet	Puissance en MW	Site du projet	Puissance en MW
EL OUED	18	MEDEA	20
SAIDA	25	AIN OUSSARA	26
NAAMA	25	DJELFA	48
MECHRIA	20	BOUSSAADA	22
TISSEMSILT	26	BECHAR	26
EL-BAYADH	30	BISKRA	25
AIN BEIDA	27	M'SILA	44
TIARET	20	ABADLA	9
AFLOU	16	LABIOD SIDI CHEIKH	8
GHARDAIA	20	AIN SAFRA	8
LAGHOUAT	20	MGHAIR	28
TOUGGOURT	23	AOULEF	5
OUARGLA	39	TOLGA	35

Tableau 5.d : Liste des projets CSP selon le PNER.

Site du projet	Puissance en MW	Site du projet	Puissance en MW	Site du projet	Puissance en MW	Site du projet	Puissance en MW
AOULEF	5	BENI ABBES	7	DJANET	3	BORDJ EL HOUAS	0.3
ZAQUIET KOUNTA	6	BORDJ BADJI MOKHTAR	1	EL GOLEA	8	TIN ALKOUM	0.02
Adrar	20	TINDOUF	9	IN GUEZZAM	0.3	TIN ZAOUATINE	0.4
TIMIMOUN	9	TAMANRASSET	13	DEBDEB	1	AIN BELBEL	0.05
KABERTENE	3	TABELBALA	1	AFRA	0.03	IN AMENAS	8
REGGANE	5	TALMINE	1	M'GUIDEN	0.14	ILLIZI	2
IN SALAH	5	BORDJ OMAR DRISS	0.3	IDLESS	0.44	/	/

Tableau 5.e : Liste des installations CSP hybrides selon le PNER

Site du projet	Puissance en MW	Site du projet	Puissance en MW
Bechar	150	Ghardaïa	300
El Oued	150	Ouargla	400
Naama	150	Hassi R'Mel (réalisé)	150
M'Ghair	200	/	/

Tableau 5.f : Liste des projets éoliens selon le PNER.

Site du projet	Puissance en MW	Site du projet	Puissance en MW
ADRAR	20	Non définie	50
Non définie	20	Non définie	50
Non définie	20	Non définie	50
Non définie	50	/	/

Figure 5.g Cartographie de réseau de transport (pétrole et gaz) par canalisation.



Résumé : La situation énergétique actuelle est caractérisée par une forte croissance de la demande en énergie alliée au fort progrès économique et social et un recours croissant aux énergies fossiles (pétrole, gaz naturel). Nous cherchons aujourd'hui à maîtriser la croissance de la consommation énergétique et d'engager à une politique d'aménagement du territoire dans le cadre d'une stratégie globale et maîtrisée.

Le travail réalisé dans le cadre de cette étude porte sur le développement d'un cadre méthodologique cohérent pour la prévision de la demande énergétique à moyen et à long terme, en utilisant un modèle de prospective énergétique de type Bottom-up, et en intégrant l'ensemble des facteurs économiques et politiques. Sous l'effet de l'augmentation de la consommation nationale en énergie primaire et la demande accrue surtout en énergie électrique présentées dans le scénario tendanciel, un scénario volontariste a été élaboré dans une vision de réduire l'incertitude de la demande. Dans ce cadre de nouvelles solutions basées sur l'utilisation des systèmes d'efficacité et la mise en œuvre des actions de transitions durables ont été intégrées, dont la volonté est d'assurer une meilleure adéquation entre l'offre et la demande énergétique, en tenant compte du poids des consommations énergétiques, notamment dans le secteur résidentiel et de transport.

Dans une vision de transition énergétique dans laquelle s'engage l'Algérie, une analyse du programme national des énergies renouvelables a été réalisée par l'élaboration d'un système d'information géographique qui nous a permis d'établir une évaluation réaliste des sites favorables pour la localisation et l'implantation des nouveaux projets renouvelables. Les modèles de prospective énergétique constituent alors une alliée précieuse dans l'aide à la décision et des supports précieux à l'analyse chiffrée de scénarios énergétiques dans une vision de long terme. La mise en place de ces modèles s'avère incontournable avec l'intégration du Système d'Information Géographique (SIG) pour l'aménagement énergétique du territoire national.

Abstract: The current energy situation is characterized by strong growth in energy demand driven by economic and social progress and increasing use of fossil fuels (oil, natural gas). We are now trying to control the energy consumption growth and to board on a spatial planning and territorial development policy as part of a global strategy.

This thesis deals with development of coherent methodology of national energy modeling system for medium and long term, by using a Bottom-up approach model with integrating of economic and political factors. With increasing of national primary energy consumption and high electricity demand growth presented in the trend scenario, an alternative scenario was developed, in a vision to reduce energy demand. For this reason, new solutions based on the use of more efficiency systems and sustainable transitions actions have been integrated whose the will is to ensure a better adequacy between supply and demand, taking into account the weight of energy consumption particularly in the residential and transport sectors.

In a vision of energy transition in which Algeria is committed, an analysis of the national renewable energy program was realized out through the development of a Geographical Information System (GIS) which enabled us to establish a realistic assessment of suitable locations for new renewable energy projects. The energy forecasting models constitute a valuable decision making support and a long term scenarios analysis. The implementation of these models turns out indispensable with the integration of geographical information system for energy development of the national territory.

: في ظل الوضعية الطاقوية الحالية التي تتميز بالتسارع المعترف في الطلب على الطاقة جنبا إلى جنب مع التقدم الاقتصادي والاجتماعي والاستخدام المتزايد للوقود الأحفوري (النفط والغاز الطبيعي). تسعى معظم الدراسات الحالية لوضع حلول من أجل السيطرة على زيادة الاستهلاك الطاقوي والانخراط في سياسة التهيئة الطاقوية المستدامة للأقاليم كجزء من استراتيجيات طاقوية شاملة ومسيرة.

تهدف هذه الدراسة الى وضع إطار منهجي للاستشراق الطاقوي في المدى المتوسط والطويل، وذلك باستخدام نموذج تخطيط طاقوي من نوع "أسفل إلى أعلى"، باعتبار جميع العوامل الاقتصادية والسياسية. تحت تأثير الزيادة في الاستهلاك المحلي وخاصة زيادة الطلب على الطاقة الكهربائية، تم اقتراح سيناريو تحسيني كروية للحد من زيادة الطلب، من خلال وضع حلول جديدة تعتمد اساسا على استخدام أنظمة ذات كفاءة عالية وأكثر فعالية بالإضافة الى تنفيذ إجراءات في إطار التحولات الطاقوية المستدامة مما يضمن توافق أفضل بين العرض والطلب، خاصة في

في إطار التحول الطاقوي المستدام الذي انتهجه الجزائر. والذي يهدف اساسا الى ادماج الطاقات المتجددة كمصدر طاقوي بديل. تم وضع منهج تحليلي للبرنامج الوطني للطاقات المتجددة من خلال تهيئة نظام المعلومات الجغرافية. و الـ سمح لنا باجراء تقييم واقعي لتحديد المواقع الانسب لتنفيذ مشاريع جديدة للطاقة المتجددة. تعتبر نماذج الاستشراق الطاقوي المدمجة مع نظم المعلومات الجغرافية (GIS) القرارات المستقبلية من خلال العمل التحليلي لمختلف السيناريوهات المقترحة.