

Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès

Faculté de Technologie

Département de Génie Mécanique

THESE

présentée pour l'obtention du diplôme de Doctorat 3^{ème} cycle

par

RECIOUI Bakhta

Spécialité : Génie Mécanique

Option : Energétique et Environnement

Etude prospective de la récupération d'énergie en Algérie

Membres du jury :

Mohammed	MAKHLOUF	Pr	Président	U.D.L-SBA
Noureddine	SETTOU	Pr	Directeur de thèse	Univ. Ouargla
Ali	KHALFI	Pr	Co-Directeur de thèse	U.D.L-SBA
Mahfoud	KADJA	Pr	Examineur	Univ. Constantine
Samir	LAOUEDJ	MCA	Examineur	U.D.L-SBA
Mourad	KORICHI	MCA	Examineur	Univ. Ouargla

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.

Ces travaux de recherche n'auraient pu être réalisés sans le soutien et l'aide de nombreuses personnes.

Je tiens à remercier le Professeur **SETTOU Noureddine** pour avoir accepté de diriger cette thèse, pour son pilotage subtil et son aide précieuse à certains moments critiques. Un grand merci au Professeur **KHALFI Ali** pour m'avoir fait confiance pour ce projet de thèse et pour l'avoir co-encadré. Je souhaite de plus, doublement remercier le Professeur **MAKHLOUF Mohamed** de m'avoir fait l'honneur de présider le Jury.

J'exprime également ma profonde reconnaissance à Messieurs le Professeur **KADJA Mahfoud**, le Docteur **KORICHI Mourad** et le Docteur **LAOUEDJ Samir**, qui m'ont accordé leur temps et m'ont fait l'honneur de juger mes travaux de thèse.

Je remercie tous mes collègues doctorants du LVPRS notamment, **GHEDAMSI Rebha**, **SAIFI Nadia**, **RAHMOUNI Soumia**, **GOUAREH Abderrahmane**, **ROBBI Sarra**, **DOKKAR Abdelghani**, avec qui j'ai passé de bons moments et qui m'ont apporté aussi leur soutien.

J'aimerais aussi remercier tout particulièrement ma famille pour l'amour et le soutien inconditionnel qu'elle me témoigne depuis toujours. Merci à ma mère, à mes frères à mes sœurs, et aussi à mon défunt père.

Pour finir, mille merci à **Mohamed BENHADJIRA** mon mari pour son amour, son soutien, sa patience et pour nos enfants. Qu'il trouve dans ces quelques mots l'expression de ma plus grande gratitude et affection.

Sommaire

	page
Nomenclature	i
Listes des figures	viii
Liste des tableaux	xi
Introduction générale	1

Chapitre 1 : Situation énergétique mondiale et algérienne

1.1.	Introduction	7
1.2.	Contexte mondial: Energie et climat	7
1.2.1.	Ressources énergétiques et minérales	8
1.2.2.	Demande énergétique mondiale	9
1.2.3.	Energies renouvelables	12
1.2.4.	Impact climatique	13
1.2.4.1.	Emissions mondiales de GES par secteur	14
1.2.4.2.	Emissions de CO ₂ dues à la combustion d'énergie	15
1.3.	Contexte énergétique et environnemental Algérien	16
1.3.1.	Situation énergétique	17
1.3.1.1.	Production d'énergie primaire	17
1.3.1.2.	Réseaux de transport et de distribution	18
1.3.1.3.	Transformation d'énergie	20
1.3.1.4.	Exportation et importation	22
1.3.1.5.	Consommation d'énergie finale	23
1.3.2.	Potentiel national des énergies renouvelables	25
1.3.2.1.	Energie Solaire	25
1.3.2.2.	Potentiel Eolien	27
1.3.2.3.	Potentiel de l'Energie Géothermique	27
1.3.2.4.	Potentiel de l'Hydroélectricité	28
1.3.2.5.	Potentiel de la Biomasse	29
1.3.3.	Situation socio-économique	30
1.3.3.1.	Population	30

1.3.3.2. Produit intérieur brut (PIB)	31
1.3.3.3. Intensité énergétique	33
1.3.4. Situation environnementale	33
1.4. Lutte contre les changements climatiques	35
1.4.1. Au niveau mondial	35
1.4.2. Au niveau national	37
1.5. Cadre législatif et institutionnel	38
1.6. Programme National des Énergies Renouvelables (PNER)	39
1.6.1. Objectifs du PNER	39
1.6.2. Principales actions réalisées	41
1.6.2.1. Energie solaire	41
1.6.2.2. Energie éolienne	43
1.6.2.3. Autre actions	44
1.7. Conclusion	45

Chapitre 2: Etat de l'art de la récupération d'énergie

2.1. Introduction	47
2.2. Définition de la récupération d'énergie	47
2.3. Classification	48
2.4. Récupération d'énergie à petite échelle (ambiante)	49
2.4.1. Récupération de l'énergie mécanique	50
2.4.1.1. Piézoélectricité	51
2.4.1.2. Electromagnétisme	52
2.4.1.3. Energie électrostatique (Conversion capacitive)	53
2.4.2. Récupération de l'énergie thermique	54
2.4.2.1. Pyroélectricité	54
2.4.2.2. Thermoélectricité	55
2.4.2.3. Photovoltaïque	56
2.5. Récupération d'énergie à grande échelle	57
2.5.1. Récupération de la chaleur fatale	57
2.5.2. Energies renouvelable	58
2.5.2.1. Solaire	58
2.5.2.2. Eolien	60

2.5.2.3. Géothermie	61
2.5.2.4. Energie marine	64
2.5.3. Récupération matière	67
2.5.3.1. Biomasse	67
2.5.3.2. Récupération et valorisation du CO ₂	68
2.6. Conclusion	69

Chapitre 3 : Récupération et valorisation du CO₂

3.1. Introduction	71
3.2. Captage et stockage du CO ₂	72
3.2.1. Définition	72
3.2.2. Techniques de captage	73
3.2.2.1. Postcombustion	74
3.2.2.2. Précombustion	74
3.2.2.3. Oxycombustion	74
3.2.3. Techniques de séparation	75
3.2.3.1. Absorption	75
3.2.3.2. Adsorption	75
3.2.3.3. Membranes	75
3.2.3.4. Cryogénie	76
3.2.4. Transport du CO ₂	76
3.2.4.1. Transport terrestre par camion ou par train	76
3.2.4.2. Transport par bateau	76
3.2.4.3. Transport par canalisation	77
3.2.5. Stockage du CO ₂	77
3.3. Conversion du CO ₂	78
3.3.1. Voies de conversion du CO ₂	78
3.3.1.1. Valorisation du CO ₂ sans transformation chimique	80
3.3.1.2. Valorisation du CO ₂ avec transformation chimique	82
3.3.1.3. Valorisation du CO ₂ avec transformation biologique	89
3.4. Potentiel de récupération et valorisation de CO ₂ en Algérie	91
3.4.1. Sources du CO ₂ en Algérie	93
3.4.2. Bilan de carbone en Algérie	95

3.4.3. Aspect économique	97
3.4.4. Cycle neutre de carbone en Algérie	98
3.4.5. Méthanol renouvelable comme vecteur énergétique	99
3.5. Analyse prospective du secteur de transport a l’horizon 2045	100
3.5.1. Contexte actuel du secteur de transport Algérien	100
3.5.1.1. Réseau routier	100
3.5.1.2. Parc automobile	101
3.5.1.3. Consommation d’énergie	103
3.5.1.4. Emissions du CO ₂	.104
3.5.2. Analyse prospective	105
3.5.2.1. Méthodologie	106
3.5.2.2. Aspect énergétique	108
3.5.2.3. Aspect environnemental	110
3.6. Conclusion	111

Chapitre 4 : Cogénération

4.1. Introduction	113
4.2. Définition de la cogénération	114
4.3. Avantages de la cogénération	114
4.4. Classification	116
4.4.1. Selon l’échelle de puissance	116
4.4.2. Selon la technologie de cogénération	118
4.4.2.1. Moteur à gaz	119
4.4.2.2. Turbines à gaz	119
4.4.2.3. Turbines à vapeur	120
4.4.2.4. Turbines à cycle combiné	121
4.4.2.5. Moteur à combustion externe Stirling	122
4.4.2.6. Pile à combustible	122
4.5. Situation de la cogénération	123
4.5.1. Monde	123
4.5.2. Algérie	124
4.5.2.1. Textes législatifs et réglementaires	126

4.6. Potentiel de cogénération en Algérie	127
4.6.1. Centrales électriques	128
4.6.1.1. Centrales à gaz – turbines à cycle ouvert	129
4.6.1.2. Centrales à gaz – vapeur	129
4.6.1.3. Centrales à gaz – cycle combiné	129
4.6.2. Station de compression et de pompage	130
4.7. Etude de cas : Cogénération dans la station de compression Ain Nagua-Biskra	132
4.7.1. Description de la station	132
4.7.2. Système électrique de référence	133
4.7.2.1. Description des composants du système	134
4.7.2.2. Analyse thermodynamique	136
4.7.2.3. Etude énergétique d'un cycle combiné (TAG-TAV)	139
4.7.3. Résultats et discussions	142
4.8. Etude prospective	143
4.8.1. Description des scénarios pour la démarche prospective	144
4.8.1.1. Scénario de référence ou de base (scénario sans cogénération)	145
4.8.1.2. Scénario volontariste 1 (scénario avec cogénération)	145
4.8.1.3. Scénario volontariste 2 (scénario avec cogénération et récupération du CO ₂)	145
4.8.2. Hypothèses de modélisation	145
4.8.2.1. Evolution de la production d'électricité	145
4.8.2.2. Consommation de gaz pour la production d'électricité	147
4.8.2.3. Gain en émissions du CO ₂	148
4.8.2.4. Conversion du CO ₂ en méthanol	149
4.8.3. Résultats et discussions	149
4.8.4. Projection de la demande en électricité	150
4.8.5. Profil d'évolution de la production d'électricité	151
4.8.6. Profil d'évolution de la consommation du gaz naturel	154
4.8.7. Impact de la cogénération sur les émissions de CO ₂	155
4.8.8. Impact économique	156
4.9. Conclusion	158

5.1. Introduction	161
5.2. Biomasse	162
5.2.1. Définition	162
5.2.2. Types de biomasse	162
5.2.3. Propriétés de la biomasse	163
5.2.4. Biomasse : source d'énergie (bioénergie)	164
5.2.5. Différentes filières de conversion énergétique de la biomasse	164
5.2.5.1. Valorisation thermochimique de la biomasse	165
5.2.5.2. Valorisation biochimiques de la biomasse	166
5.3. Données géographiques et climatiques de l'Algérie	167
5.3.1. Situation géographique	167
5.3.2. Relief	167
5.3.3. Hydrologie	168
5.3.4. Climat	169
5.3.4.1. Températures	169
5.3.4.2. Précipitations	169
5.4.2. Plan National de Reboisement	170
5.4. Potentiel de la Biomasse en Algérie	171
5.5. Déchets	171
5.5.1. Définition	171
5.5.2. Classification	171
5.5.3. Déchets municipaux	172
5.5.3.1. Définitions	172
5. 5.3.2. Composition des déchets solides municipaux (DSM)	172
5. 5.3.3. Traitement et valorisation des déchets solides municipaux	173
5.6. Biogaz comme vecteur énergétique	176
5.6.1. Production de chaleur	177
5.6.2. Production d'électricité	177
5.6.3. Production de biocarburant	177
5.6.4. Injection dans le réseau de gaz naturel	178
5.7. Emission des gaz à effet de serre	178
5.8. Valorisation des déchets en Algérie	179
5.8.1. Cadre réglementaire et Institutionnel	179

5.8.2. Programme de gestion des déchets urbains solides (PROGDEM)	180
5.8.3. Traitement et valorisation des déchets en Algérie	181
5. 8.3.1. Décharges	181
5. 8.3.2. Centre d'enfouissement technique(CET)	182
5. 8.3.3. Recyclage	183
5. 8.3.4. Compostage	183
5.9. Production des déchets	184
5.10. Composition des déchets	185
5.11. Gisement des déchets recyclables	187
5.11.1. Déchets solides urbains	187
5.12. Etude Prospective à l'horizon de 2045	188
5.12.1. Méthodologie	189
5.12.1.1. Potentiel des déchets organiques	189
5.12.1.2. Production du biogaz	193
5.12.1.3. Production d'énergie	194
5.12.1.4. Emission des gaz à effet de serre	196
5.12.2. Résultats et discussions	197
5.13. Conclusion	200

Chapitre 6 : Potentiel de récupération énergétique et prospective à l'horizon 2045

6.1. Introduction	203
6.2. Prospective : Notions et généralités	203
6.2. 1. Définition	203
6.2.2. Modèles prospectifs	204
6.2.2.1. Modèles économiques Top down (TD) et Bottom-Up (BU)	205
6.2.2.2. Modèles IAM: approche climatique	207
6.2.2.3. Méthode des scenarios	207
6.2.3. Scénarios énergétiques	207
6.3. Système d'information géographique (SIG)	208
6.3.1. Définition	208
6.3.2. Fonctionnalités d'un SIG : les 5 A	208
6.3.2.1. Abstraction	208

6.3.2.2. Acquisition	208
6.3.2.3. Analyse	209
6.3.2.4. Archivage	209
6.3.2.5. Affichage	209
6.3.3. Composants du SIG	210
6.3.2.1. Matériel	210
6.3.2.2. Données	210
6.3.2.3. Utilisateurs	210
6.3.2.4. Logiciels	211
6.3.2.5. Méthodes	211
6.3.4. Domaines d'utilisations	211
6.3.5. Logiciel utilisé : ArcGIS 9.3	211
6.4. Modélisation prospective du secteur électrique en Algérie	212
6.4.1. Rétrospective du secteur d'électricité	212
6.4.1.1. Production d'électricité	212
6.4.1.2. Transport et distribution d'électricité	214
6.4.1.3. Interconnexions électriques	215
6.4.1.4. Consommation d'électricité	216
6.5. Analyse prospective du secteur électrique algérien	218
6.5.1. Production d'électricité	218
6.5.1.1. MEDPRO (MEDiterranean PROspects)	219
6.5.2. Demande en électricité	219
6.5.2.1. SNAT (Schéma National d'Aménagement du Territoire)	219
6.6. Prospective énergétique 2045	220
6.6.1. Description du modèle autonome	221
6.6.2. Construction de scénario	221
6.6.2.1. Scénario tendanciel ou de référence (Scénario sans récupération)	222
6.6.2.2. Scénario volontariste (Scénario avec récupération)	222
6.7. Résultats et interprétations	222
6.7.1. Récupération de l'énergie	223
6.7.2. Impact environnementale	224
6.7.3. Impact économique	225

6.8. Conclusion	226
Conclusion générale	228
Bibliographie	233
Annexes	248

Liste des abréviations

Unités physiques

°C	Degré Celsius
A	Ampère
cm	centimètre
G	Giga
h	heure
ha	hectare
J	Joule
k	kilo
K	Kelvin
kcalories	kilo calories
kg	kilogramme
M	Million
M	Méga
m²	mètres carrés
m³	mètres cubes
Md	Milliards
mm	millimètre
t	tonnes
T	Téra
tep	tonnes équivalent pétrole
th	thermie
V	Volt
W	Watt

Unités monétaires

DA	Dinar Algérien
-----------	----------------

Liste des abréviations

\$	Dollars des Etats Unis d'Amérique
€	Euros

Nomenclatures

CT_{GN}	Consommation totale du gaz naturel	[m ³]
Cons_{nat}	Consommation nationale d'électricité	[GW]
CS_{GN}	Consommation spécifique du gaz naturel	[m ³ /kWh]
ECO₂	Quantité de CO ₂ émise	[MtCO ₂ éq]
E_{Cogénération}	Electricité produite par la cogénération	[kWh]
E_{prod}	Electricité produite en kWh	[kWh]
Femis_i	Facteurs d'émission associés à chaque combustible i	[gCO ₂ éq/kg]
F_{emission}	Facteur d'émission	[gCO ₂ éq/kWh]
Gain_{CO₂}	Gain en CO ₂	[tonnes]
P_{Elect}	Production d'électricité	[KWh]
P_{nouveau parc}	Puissance à installer	[GW]
P_{parc existant}	Puissance installée	[GW]
Q_{CO₂}	Quantité de CO ₂	[tonnes]
V_{Méthanol}	Volume du méthanol produit	[litre]
C	Chaleur	[KWh]
CDC	Coefficient de conversion	[m ³ /kg]
CM	Consommation journalière moyenne de méthanol	[kg CH ₃ OH/véhicule.j]
DDM	Densité de la demande en méthanol	[kg CH ₃ OH/an]
DM	Demande en méthanol	[kg CH ₃ OH/j]
DP	Densité de la population	[hab/km ²]
E	Electricité	[KWh]
FC	Facteur de conversion du CO ₂ en méthanol	[g CH ₃ OH /kg CO ₂]
MO	Pourcentage moyen de matière organique	[%]
MV	Masse volumique de CH ₃ OH	[kg/litre]
NP	Nombre de la population	[hab]
QD	Production de déchets au niveau d'une wilaya	[tonnes]

Liste des abréviations

QDO	Quantité des déchets organiques	[tonnes]
QDO	Production totale de déchets organiques	[tonnes]
RE	Rendement électrique	[%]
RP	Production spécifique par habitant	[kg/hab/j]
RT	Rendement thermique	[%]
TC	Taux de captage	[%]
TPM	Taux de pénétration du marché	[%]
VB	Volume de biogaz	[m ³]
VH	Nombre de véhicule par habitant	[Véhicule/hab]
Ccomb_i	Consommation du combustible i	[kg]

Acronymes internationales

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence Internationale de l'Energie Atomique
AMI	American methanol institute
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie en Tunisie
ATEE	Association Technique Energie Environnement
BFP	Bureau Fédéral du Plan
BP	British Petroleum
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CAS	Centre d'Analyse Stratégique
CEPS	Centre for European Policy Studies
CETE Méditerranée	Centre d'Études Techniques de l'Équipement Méditerranée
CGDD	Commissariat général au développement durable
CIME	Conseil Intersectoriel de la Maîtrise de l'Energie
CLIP	Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement
CRI	Carbon Recycling International
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
FMI	Fonds monétaire international
GIEC	Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
GMI	Global Methane Initiativ

Liste des abréviations

IBGE	Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement
IDF	Ingénieurs et scientifiques de France
INED	Institut national d'études démographiques
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
METAP	Mediterranean Environmental Technical Assistance Program
MI	Methanol Institute
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economiques
ONU	Organisation des Nations Unies
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
Prisme	Programme International de Soutien à la Maîtrise de l'Énergie
RECORD	REseau COopératif de Recherche sur les Déchets et l'Environnement
REN21	Renewable Energy policy Network for the 21 st century
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
AND	Agence Nationale des Déchets
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
CEEG	Société de l'Engineering de l'électricité et du Gaz
CNDRB	Centre National du Développement des Ressources Biologiques
CNFE	Centre National de Formations à l'Environnement :
CNTPP	Centre National de Technologies Plus Propres
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

Liste des abréviations

GRTG	Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz
ME	Ministère de l'Energie (ex. Ministère de l'Energie et des Mines)
MTP	Ministère des travaux publics
NEAL	New Energy Algeria
ONA	Office National d'Assainissement
ONEDD	Observatoire National de l'Environnement et du Développement Durable
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	ShariketKahrabaKoudietEdraouch
SKT	ShariketKahrabaTerga
SKTM	SharikatKahrabawaTakat el Moutadjadida
SONATRACH	Société nationale 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

Autres

BTP	Bâtiment et Travaux Publics
CC	Cycle combiné
CDC	chambre de combustion
CET	Centres d'Enfouissement Technique
CO₂	Dioxyde de Carbone
Comp	Compresseur
COP-21	Conference Of Parties, 21
CSC	Capture et Stockage du dioxyde de Carbone
CSP	Concentrated Solar Power
DICE	Dynamic Integrated model of Climate and Economy
DMA	Déchets Ménagers et Assimilés

Liste des abréviations

DME	Diméthyle éther
DSM	Déchets Solides Municipaux
EE	Efficacité Energétique
EGR	Enhanced Gas Recovery
EGS	Enhanced Geothermal System
EOR	Enhanced Oil Recovery
ER	Energie Renouvelable
EREE	Energie Renouvelable et Efficacité Energétique
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program
FNERC	Fonds national des énergies renouvelables et cogénération
GALSI	Gazoduc ALgérie Sardaigne Italie
GEM	Gazoduc Enrico Mattei
GES	Gaz à Effet de Serre
GNC	Gaz Naturel Comprimé
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GNV	Gaz Naturel Véhicule
GPDF	Gazoduc Pedro Duran Farell
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
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	MEDiterraneanPROspects
MENA	Middle East and North Africa
MFCV	Methanol Fuel Cell Vehicle
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PED	pays en développement
PIB	Produit Intérieur Brut
PNAE-DD	Plan National d'actions pour l'environnement et le développement durable
PNER	Programme National d'Energie Renouvelable
PNME	Programme National de Maîtrise de l'Energie

Liste des abréviations

PNR	Plan National de Reboisement
POLES	Prospective Outlook on Long-term Energy Systems
PRG	Potentiel de Réchauffement Global
PROGDEM	PROgramme national pour la Gestion intégrée des DEchets Ménagers
PV	Photovoltaïque
RAH	Récupération Assistée des Hydrocarbures
RGPH	Recensement Général de la Population et de l'Habitat
RWGS	Reverse Water-Gas Shift
SC	Station de Compression
SIG	Système d'Information Géographique
SNAT	Schéma National d'Aménagement du Territoire
SP	Station de Pompage
SPP1	Solar Power Plant One
STEP	Station d'épuration
T	Turbine de détente
TAG	Turbine à gaz
TAV	Turbine à vapeur
TCAM	Taux d'Accroissement Annuel Moyen
TRC	Transport par canalisation
TSGP	TransSaharan Gas Pipeline
UE	Union Européen
VCC	Véhicule à carburant conventionnel
VM	Véhicule au méthanol
VM	Véhicule au méthanol
WEO	World Energy Outlook
WGS	Water Gas Shift

Liste des tableaux

Chapitre 1: Situation mondiale et algérienne

Tab.1.1	Raffineries de pétrole en Algérie	23
Tab.1.2	Potentiel Solaire en Algérie	26

Chapitre 2: Etat de l'art de la récupération d'énergie

Tab. 2. 1	Densité de puissance de diverses technologies pour la récupération d'énergie ambiante	50
Tab. 2. 2	Sources mécaniques ambiantes	51
Tab. 2. 3	Principaux résultats obtenus par principe électrostatique	54
Tab. 2. 4	Quelques résultats des systèmes de récupération de l'énergie thermique	56
Tab. 2. 5	Types de géothermie	63
Tab. 2. 6	Méthodes de captage	64

Chapitre 3: Récupération et valorisation du CO₂

Tab.3.1	Principaux émetteurs de dioxyde de carbone en Algérie	94
Tab.3.2	Coûts de production du méthanol	99
Tab.3.3	Applications mondiales du méthanol dans le secteur de transport	100
Tab.3.4	Plans de projet avec les taux de pénétration au marché pour chaque période de temps	106

Chapitre 4: Cogénération

Tab.4.1	Répartition des données selon les technologies de transformation.	131
Tab.4.2	Stations de compression	133
Tab.4.3	Stations de pompage	133

Liste des tableaux

Tab.4.4	Résultats de l'étude de faisabilité de la transformation en système cycle combiné.	144
Tab.4.5	bilan global de la station	145
Tab.4.6	Répartition globale des données selon les technologies de transformation	148
Tab.4.7	Potentiel de la coproduction électricité-méthanol	152
Tab.4.8	Planification proposée à l'horizon 2045 pour l'Algérie	155
Tab.4.9	Répartition de la consommation du gaz naturel à l'horizon 2045	156

Chapitre 5: Récupération et valorisation des déchets

Tab.5.1	Compostion du biogaz	178
Tab.5.2	Quantité journalière de déchets générée par habitant	190
Tab.5.3	Répartitions de la population et le ratio de production de déchets par habitant	191
Tab.5.4	Répartition des déchets par zone	193
Tab.5.5	Potentiel énergétique des déchets urbains en Algérie (2010)	196
Tab.5.6	Répartition des emissions évitées	199
Tab.5.7	Perspectives 2030 par rapport aux objectifs fixés par le PNER	201

Chapitre 6 : Potentiel de récupération énergétique et prospective à l'horizon 2045

Tab.6.1	Production d'électricité pour l'année 2013	215
Tab.6.2	Interconnexions électriques existantes (Maroc -Algérie-Tunisie)	218
Tab.6.3	Evolution des ventes d'électricité par niveau de tension	219
Tab.6.4	Scenario de référence pour la production d'énergie électrique à l'horizon 2030 selon MEDPRO	221
Tab.6.5	Prévision de la demande en électricité pour les vingt ans à venir réseau interconnecté réalisé selon le SNAT	222

Liste des figures

Chapitre 1: Situation mondiale et algérienne

Fig. 1.1	Répartition des réserves mondiales de pétrole et de gaz naturel prouvées fin 2014	8
Fig. 1.2	Répartition des réserves mondiales de charbon prouvées fin 2014	9
Fig. 1.3	Consommation mondiale d'énergie primaire par type d'énergie	10
Fig. 1.4	Demande mondiale en énergie primaire par combustibles en 2014	11
Fig. 1.5	Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2015	12
Fig. 1.6	Emission mondiale de GES par secteur en 2012	14
Fig. 1.7	Emissions de CO ₂ dues à l'énergie par combustible dans le monde	15
Fig. 1.8	Emissions mondiales de CO ₂ par secteur en 2013	16
Fig. 1.9	Evolution rétrospective de la production nationale d'énergie par produit	18
Fig. 1.10	Quantités transportées sur les réseaux nord et sud	19
Fig. 1.11	Réseau de transport par canalisation	20
Fig. 1.12	Réseau de transport et de distribution de gaz	21
Fig. 1.13	Puissance installée par type d'installation (MW) en Algérie	22
Fig. 1.14	Structure des importations et exportations d'énergie dérivée en 2014	23
Fig. 1.15	Evolution de la consommation finale d'énergie par produit	24
Fig. 1.16	Consommation finale par secteur en 2014	25
Fig. 1.17	Consommation finale d'énergie par produits des principaux secteurs en 2013	25
Fig. 1.18	Carte d'irradiations solaires.	27
Fig. 1.19	Carte de la vitesse du vent.	28
Fig. 1.20	Carte des ressources géothermiques	29
Fig. 1.21	Répartition des terres utilisées par l'agriculture	30
Fig. 1.22	Evolution de la population et de la densité de population en Algérie	31
Fig. 1.23	Evolution de la répartition géographique de population	32

Fig. 1.24	Evolution du PIB en Algérie	33
Fig. 1.25	Evolution du PIB par secteur	33
Fig. 1.26	Evolution de l'intensité énergétique	34
Fig. 1.27	Emission du CO ₂ par type combustible	35
Fig. 1.28	Bilan des émissions de CO ₂ par secteur	35
Fig. 1.29	Frise chronologique des négociations au sein de la CCNUCC	37
Fig. 1.30	Evolution de la production des énergies renouvelables selon le PNER	40
Fig. 1.31	Répartition des énergies renouvelables selon le nouveau programme révisé en 2015	41
Fig. 1.32	Centrale photovoltaïque de Ghardaïa	43
Fig. 1.33	Centrale photovoltaïque de Djanet	43
Fig. 1.34	Ferme éolienne d'Adrar	45

Chapitre 2: Etat de l'art de la récupération d'énergie

Fig. 2. 1	Classification de la récupération d'énergie par échelle de puissance récupérée.	49
Fig. 2. 2	Principaux modes piézoélectriques employés pour la récupération d'énergie	52
Fig. 2. 3	Schéma équivalent d'un système de récupération d'énergie mécanique par principe Electromagnétique	53
Fig. 2. 4	Structure de récupération d'énergie électrostatique	54
Fig. 2. 5	Système de récupération d'énergie thermique par principe pyroélectrique	55
Fig. 2. 6	Différentes versions de générateurs thermoélectriques	56
Fig. 2. 7	Oxymètre communicant	57
Fig. 2. 8	Exemples de cellules photovoltaïques	57
Fig. 2. 9	Structure d'un module photovoltaïque	59
Fig. 2. 10	Principes d'un chauffe-eau solaire domestique	60
Fig. 2. 11	Technologie de la tour solaire	60

Fig. 2. 12	Schéma d'une éolienne à axe horizontal	61
Fig. 2. 13	Schéma d'une éolienne à axe horizontal	62
Fig. 2. 14	Ressources mondiales de la géothermie	63
Fig. 2. 15	Energie des vagues	66
Fig. 2. 16	Usine marémotrice hydroliennes	67
Fig. 2. 17	Exemples des hydroliennes	68

Chapitre 3: Récupération et valorisation du CO₂

Fig. 3. 1	Captage et le stockage du CO ₂	73
Fig. 3. 2	Systèmes de capture du CO ₂	74
Fig. 3. 3	Principales voies de valorisation du CO ₂	80
Fig. 3. 4	Principe d'injection de CO ₂ en EOR	81
Fig. 3. 5	Principe de la récupération géothermique de chaleur avec du CO ₂	82
Fig. 3. 6	Classification des applications du CO ₂ selon ses propriétés	83
Fig. 3. 7	Principales différences entre les minéralisations in-situ et ex-situ	84
Fig. 3. 8	Différentes voies de reformage du méthane	87
Fig. 3. 9	Procédé de production et de valorisation des microalgues	90
Fig. 3. 10	Schéma de fonctionnement d'un photobioréacteur pour la culture de microalgues.	91
Fig. 3. 11	Conversion du CO ₂ par biocatalyse	92
Fig. 3. 12	Sources stationnaires du CO ₂ in Algérie	95
Fig. 3. 13	Flux énergétique futur avec et sans production de méthanol à partir de CO ₂ .	97
Fig. 3. 14	Cycle neutre de carbone pour la valorisation du CO ₂ en Algérie.	99
Fig. 3. 15	Réseau routier algérien	102
Fig. 3. 16	Répartition de parc automobile par type de véhicules	103

Fig. 3. 17	Structure du parc automobile selon le genre en 2013	103
Fig. 3. 18	Evolution de la consommation d'énergie par source d'énergie	104
Fig. 3. 19	Evolution des émissions de CO ₂ dans le secteur des transports et le transport routier	105
Fig. 3. 20	Organigramme d'estimation de la demande annuelle du méthanol	108
Fig. 3. 21	Evolution de la population et du parc automobile.	108
Fig. 3. 22	Evolution de la demande en méthanol et du parc automobile	109
Fig. 3. 23	Distribution spatiale de la demande annuelle de méthanol par région en Algérie	110
Fig. 3. 24	Evolution des émissions du CO ₂ à l'horizon 2045	111
Fig. 3. 25	Evolution du gain en CO ₂	112

Chapitre 4: Cogénération

Fig. 4. 1	Principe de la cogénération (les valeurs ne sont données qu'à titre indicatif)	117
Fig. 4. 2	Classification de la cogénération	119
Fig. 4. 3	Schéma de principe d'une installation de micro-cogénération domestique	120
Fig. 4. 4	Moteur à gaz	121
Fig. 4. 5	Turbine à gaz	122
Fig. 4. 6	Turbine à vapeur	123
Fig. 4. 7	Cycle combine	123
Fig. 4. 8	Schéma de principe d'un micro-cogénérateur utilisant un moteur STIRLING	124
Fig. 4. 9	Principe de fonctionnement d'une pile à combustible	125
Fig. 4. 10	Part de cogénération dans la production national d'énergie	126
Fig. 4. 11	Mosquée Djamaa El Djazaïr	127
Fig. 4. 12	Production d'électricité par type d'équipement en 2015	130

Fig. 4. 13	Transport par canalisation	132
Fig. 4. 14	Gazoduc GEM (Gazoduc Enrico Mattei)	135
Fig. 4. 15	Système électrique de référence	136
Fig. 4. 16	Composants d'une TAG simple	136
Fig. 4. 17	Cycle de Brayton-Joule réversible	138
Fig. 4. 18	Diagramme T-S	140
Fig. 4. 19	Diagramme T-S d'un cycle combiné	141
Fig. 4. 20	Courbe des températures et circuit vapeur à l'intérieur du HRSG	142
Fig. 4. 21	Bilan d'énergie dans le HRSG	143
Fig. 4. 22	Plans de projet avec les taux d'intégration de la cogénération au parc de production d'électricité pour chaque période de temps.	146
Fig. 4. 23	Evolution de la production d'électricité au niveau des centrales électriques	148
Fig. 4. 24	Evolution de la consommation du gaz naturel pour la production d'électricité	149
Fig. 4. 25	Evolution prospective de la consommation nationale d'électricité.	152
Fig. 4. 26	Evolution de la production d'électricité pour le scénario sans cogénération et scénario avec cogénération	153
Fig. 4. 27	Projection de la capacité à installer	155
Fig. 4. 28	Répartition du gain en matière première à l'horizon 2045	157
Fig. 4. 29	Effet de l'intégration de la cogénération sur les émissions de CO ₂	158
Fig. 4. 30	Evolution du coût de la matière première pour le scénario « Current policies »	159
Fig. 4. 31	Répartition du gain économique pour chaque plan	160

Chapitre 5: Récupération et valorisation des déchets

Fig. 5. 1	Options de conversion de production énergétique à partir de biomasse	167
Fig. 5. 2	Contraintes climatiques et géographiques	170

Fig. 5. 3	Evolution des précipitations annuelles moyennes	172
Fig. 5. 4	Composition des DSM par région, 2012	174
Fig. 5. 5	Répartition des déchets (DSM) par traitement en 2012	175
Fig. 5. 6	Mode d'élimination des déchets en Algérie	183
Fig. 5. 7	ex décharge d'Oued Smar	184
Fig. 5. 8	Répartition des déchets récupérés par catégorie	185
Fig. 5. 9	Evolution rétrospective de la population	186
Fig. 5. 10	Evolution des déchets en Algérie entre 1995 et 2008	187
Fig. 5. 11	Composition des déchets en Algérie (2010)	188
Fig. 5. 12	Composition des déchets pour différentes villes	188
Fig. 5. 13	Distribution géographique des principaux gisements déchets urbains d'Algérie en 2010.	194
Fig. 5. 14	Répartition géographique du potentiel énergétique des déchets urbains en Algérie	197
Fig. 5. 15	Evolution de la population et la production des déchets en Algérie (2015 à 2045).	199
Fig. 5. 16	Projection de la production du biogaz à l'horizon 2045	200
Fig. 5. 17	Evolution prospective de la production d'électricité à l'horizon 2045.	201
Fig. 5. 18	Evolution des émissions évitées en Algérie à l'horizon 2045.	202

Chapitre 6 : Potentiel de récupération énergétique et prospective à l'horizon 2045

Fig. 6. 1	Classification de modèles de prospective	207
Fig. 6 2	Schéma explicative des approches BOTTOM-UP et TOP-DOWN	208
Fig. 6. 3	Composants du SIG	212
Fig. 6. 4	Présentation des applications de l'ARCGIS 9.3.	214
Fig. 6. 5	Evolution de l'énergie produite par les centrales électriques	215
Fig. 6. 6	Evolution de la longueur du réseau de transport électrique 2005-2015	216

Fig. 6. 7	Carte de réseaux transport de l'énergie électrique	217
Fig. 6. 8	Evolution de la consommation finale d'électricité	219
Fig. 6. 9	Consommation finale d'électricité par secteur en 2013	220
Fig. 6. 10	Evolution de la production d'électricité à l'horizon 2045	225
Fig. 6. 11	Evolution des émissions de CO ₂	226
Fig. 6. 12	Evolution du gain économique pour chaque plan	227

Introduction Générale

Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie est d'environ 10 milliards de tonnes équivalent Pétrole (Gtep) avec une croissance annuelle de la consommation de l'ordre de 2%, selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). En Algérie, Selon le bilan énergétique national 2014, la consommation finale d'énergie en Algérie a augmenté de 7,4%, pour atteindre 55,9 Mtep (ME, 2015). Avec cette croissance, le monde aura certainement atteint la limite des réserves prouvées (800 Gtep) à l'horizon 2050. Selon cette tendance, les réserves de pétrole mondiales commenceront à s'épuiser sans doute vers les années 2030 – 2050 et ne pourront satisfaire les besoins mondiaux que pendant 40 ou 50 ans seulement. La période de l'exploitation des réserves du gaz équivaut à peu près à 65 ans (AIE, 2015).

Le contexte énergétique actuel qui connaît une crise profonde nécessite une remise en cause de nos modes de gestion et de consommation de l'énergie. Ceci implique de réinventer un système énergétique plus durable qui puisse proposer à tous un approvisionnement énergétique fiable, abordable et peu polluant. Cet objectif peut être atteint grâce à une plus grande sobriété, une meilleure efficacité et une utilisation plus rationnelle de l'énergie, doublées de la substitution des énergies "conventionnelles" par des énergies renouvelables. La lutte contre le changement climatique, conjuguée aux récentes augmentations du prix des hydrocarbures, a récemment relancé les efforts de recherche pour produire l'électricité et d'autres vecteurs énergétiques en minimisant les émissions de CO₂. Pour cela, l'émergence de politiques en matière d'utilisation des énergies renouvelables, de récupération et de réduction des consommations et de gaspillage d'énergie s'avère indispensable. D'où le concept de "développement durable" se résumant en trois "E" : Environnement, Energie et Economie. Ce dernier est apparu avec les problèmes de changements climatiques et d'épuisement des ressources énergétiques induisant obligatoirement la recherche d'un équilibre adéquat entre prospérité économique, besoin énergétique et protection de l'environnement.

La récupération d'énergie peut donc s'avérer utile dans le développement de toutes les applications (industrie, environnement, transport, habitat,.....). Elle bénéficie de plus d'une image positive liée à son adéquation avec le développement durable. Elle n'en est à l'heure actuelle qu'à ses prémices, mais devrait progresser dans un futur proche vu le nombre d'applications possibles. De nombreuses formes d'énergie sont disponibles dans notre environnement et sont potentiellement récupérables (la récupération d'énergie mécanique issue des vibrations, la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement par le biais de la cogénération, les technologies « CSC » le captage et stockage ou conversion du CO₂, la récupération et valorisation des déchets etc.) l'exploitation de telles formes d'énergie permettra de préserver les ressources du pays tout en diminuant sensiblement la quantité de gaz à effet de serre émise dans l'atmosphère.

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. Il est temps d'axer les efforts sur une politique énergétique solide basée sur les énergies renouvelables notamment le solaire ainsi que sur les énergies de récupération. Notre travail s'inscrit particulièrement dans une prospective visant à développer une politique de récupération rationnelle de l'énergie dans un cadre de développement durable.

Les modèles de prospective énergétique à moyen et à long terme et l'outil de simulation, de connaissance et de suivi des territoires basé sur les Technologies de l'Information Géographiques (TIG) qui est un outil informatique permettant de représenter et d'analyser toutes les informations qui existent sur le territoire concerné ainsi que tous les événements qui s'y produisent. Il représente pour cette étude l'outil idéal pour les décideurs une méthodologie pour la gestion du territoire. Grâce à cet outil, on peut modéliser le monde réel, classer et observer des phénomènes et prévoir les changements à venir.

La suite de ce manuscrit s'organise en six chapitres :

Le premier chapitre présentera tout d'abord sur la situation énergétique à travers le monde et en Algérie en particulier et aura pour objectif de définir l'industrie énergétique et réaliser un état des lieux (consommations d'énergie, productions et exploitation de pétrole et de gaz et les émissions de gaz à effet de serre résultantes de cette exploitation) ainsi qu'une étude sur les potentiels de développement des énergies renouvelables et de récupération en Algérie, ainsi que la stratégie adoptée et les actions concrètes menées et réalisées par le gouvernement algérien.

Le deuxième chapitre sera consacré à l'étude de l'état de l'art des ressources et des systèmes de récupération d'énergie à bas et haut niveau de température des nombreuses formes d'énergie qui sont disponibles dans notre environnement et sont potentiellement récupérables (la récupération d'énergie mécanique issue des vibrations, la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement par le biais de la cogénération, la technologie « CSC » le captage et stockage du CO₂, etc.). L'exploitation de telles formes d'énergie permettra de préserver les ressources du pays tout en diminuant sensiblement la quantité de gaz à effet de serre émise dans l'atmosphère.

Le troisième chapitre présentera dans un premier temps une étude bibliographique sur la récupération et la valorisation d CO₂ (Captage et stockage ou conversion du CO₂), les techniques et procédés existants et les démonstrateurs industriels existants. Ensuite, une étude prospective, nous appliquons une méthode combine deux modules, à savoir le système d'information géographique (SIG) et une modélisation énergétique pour estimer le potentiel de la demande de méthanol dans le secteur du transport routier algérien sur une période de 2015 à 2045. Les émissions du CO₂ évitées pour 2045 sont estimés pour deux scénarios, à savoir un scénario de référence VCC (Véhicule à Carburant Conventionnel) qui poursuit dans la même voie sans modification et ne prenne pas en compte les interventions futures, et un scénario volontariste VM (Véhicule au Méthanol), dans lequel en introduisant de nouvelles voies d'économie et d'efficacité énergétique tels que l'intégration du méthanol comme un carburant alternatif.

Le quatrième chapitre a pour but d'estimer le potentiel théorique de la coproduction d'électricité et du méthanol dans le secteur énergétique, c'est-à-dire la capacité maximale de cogénération qu'il serait techniquement possible d'installer et l'évolution du parc de

cogénération d'ici 2045. Dans ce chapitre, nous évoquons tout d'abord un rappel des généralités sur la cogénération et la théorie du cycle combiné gaz – vapeur. Après une étude régional de faisabilité d'un système de récupération de la chaleur thermique disponible dans les gaz d'échappement des turbines en fonctionnement dans la station de compression de Ain Nagua et qui est pris comme système de référence, nous étudions une projection national de la coproduction électricité-méthanol aux niveaux des autres stations de compression et pompage, ainsi que le parc électrique national (centrales électriques) qui contient un nombre important de turbines à gaz; soit un potentiel énergétique important à ne pas négliger. Enfin nous définissons les différents scénarios énergétiques, les principaux paramètres et les hypothèses retenus pour montrer la pertinence dans l'analyse de l'impact de cogénération dans la consommation énergétique et les émissions de CO₂ en Algérie à l'horizon 2045.

Le cinquième chapitre vise à présenter un état des connaissances sur les gisements des déchets organiques et leur contexte de valorisation à moyen et long terme en Algérie. Les principales notions relatives à ces déchets et leurs options de traitement seront abordées, afin de faciliter la compréhension de leur logique de gestion et de mise en œuvre dans le contexte Algérien en particulier. Nous analyserons dans ce chapitre les enjeux de la valorisation énergétique des déchets dans le cadre de développement des énergies renouvelables, de protection de l'environnement, et d'élimination des déchets. Nous allons nous concentrer dans ce chapitre sur le potentiel énergétique des déchets solides urbains. C'est une source étant disponible de manière durable et en quantité, dans la mesure où la population algérienne continue de croître, de même pour son niveau de vie. Une évaluation des gisements des fractions organiques des déchets générés en zones rurales et urbaines et leur potentiel de valorisation par la méthanisation, seront réalisées selon une approche prospective à l'horizon 2045.

Le dernier chapitre représente une analyse et comparaison des résultats des différents scénarios (tendanciels et volontaristes) et ceci en termes de gains énergétique, économique et réduction d'émission des gaz polluants. Il sera consacrée à identifier les caractéristiques des scénarios énergétiques. Un cadre d'analyse sera proposé et qui permet de mener une étude comparative des scénarios dans le but d'identifier les enjeux et défis pour la politique Algérienne future. En premier lieu la définition et la classification des différentes approches

de modélisation existantes seront présentées ainsi qu'un bref aperçu du système d'information géographique (SIG). Ce chapitre donne en deuxième lieu un aperçu du parc de production actuel Algérien. Ensuite, nous essayerons d'élaborer deux scénarios tendanciel et volontariste de la demande énergétique algérienne à l'horizon 2045 sans et avec récupération d'énergie. Pour le premier scénario, nous supposons une continuité des tendances et changements structurels en cours et ne prenant en compte que les politiques et mesures approuvées. Ce scénario 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). Le deuxième scénario volontariste sera élaboré et évalué par rapport au scénario de référence. Ce scénario permettra d'identifier et de mieux comprendre les défis énergétiques pour le long terme.

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

Situation énergétique mondiale et algérienne

1.1. Introduction

Une grande partie de l'énergie utilisée aujourd'hui dans le monde (plus de 80%) provient de gisements de combustibles fossiles carbonés (charbon, pétrole, gaz). Ces gisements sont en quantité limitée et épuisables. En effet, la consommation mondiale 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. Les émissions de gaz à effet de serre, liées en partie à l'ensemble des activités humaines représentent un risque croissant et grave pour l'environnement et la société. Le rapprochement de l'épuisement de ces ressources et le réchauffement climatique qu'occasionne leur combustion doivent impérativement nous amener à envisager le développement des ressources renouvelables et de récupération.

Dans ce chapitre, nous présenterons dans un premier temps la situation énergétique mondiale, tout en ayant soin de passer en revue les différentes ressources énergétiques et l'impact environnemental. Ensuite, nous présenterons le contexte algérien par la définition du profil de production, la transformation et la consommation de l'énergie. Enfin, nous terminerons ce chapitre par la stratégie adoptée et les actions concrètes menées par le gouvernement algérien.

1.2. Contexte mondial: Energie et climat

Dans un monde où la croissance de la démographie et de l'économie tire à la hausse la consommation d'énergie, les matières premières (la plupart de ces ressources ne sont pas renouvelables) et où les émissions de gaz à effet de serre (GES) induites par ces besoins sans cesse accrus conduisent au changement climatique de la planète, les enjeux énergétiques deviennent cruciaux. Il est nécessaire d'anticiper ces changements ; pour ne pas avoir à les subir, et éviter ainsi les conséquences négatives pour l'activité économique et le niveau de vie des populations qui pourraient en découler (ADEME, 2012).

L'enjeu climatique requiert donc de moins recourir aux énergies carbonées, ce qui nécessite de réduire la demande d'énergie, la récupération d'énergie (cogénération, Biogaz des décharges, gaz des stations d'épuration, de torchère etc.) et de développer davantage les énergies décarbonnées que sont aujourd'hui les énergies renouvelables et le nucléaire. L'utilisation des énergies fossiles resterait en partie compatible avec l'objectif de décarbonisation grâce au captage et au stockage du carbone. L'enjeu climatique incite par

conséquent à un changement radical du mix énergétique mondial qui doit toutefois être envisagé au regard des autres enjeux énergétiques majeurs (Percebois et al., 2012).

1.2.1. Ressources énergétiques et minérales

Les combustibles fossiles, pétrole, gaz naturel et charbon, assurent aujourd'hui de l'ordre de 80 % de l'énergie utilisée dans le monde. La dépendance mondiale aux hydrocarbures soulève une question de sécurité d'approvisionnement. Les réserves prouvées de combustibles fossiles sont abondantes (Percebois et al., 2012).

Selon le BP (2015), les réserves totales de pétrole prouvées sont estimées fin 2014 à 1,700.1 Md de barils soit 239.8 milliards de tonnes. Cela représenterait globalement 52.5 années de production (ratio Réserve/Production) pour autant que la production conserve son rythme actuel et que de nouveaux gisements importants ne soient découverts. Les pays de l'OPEP possèdent plus des trois quarts des réserves mondiales de pétrole et assurent plus de 40 % de la production (BP, 2015).

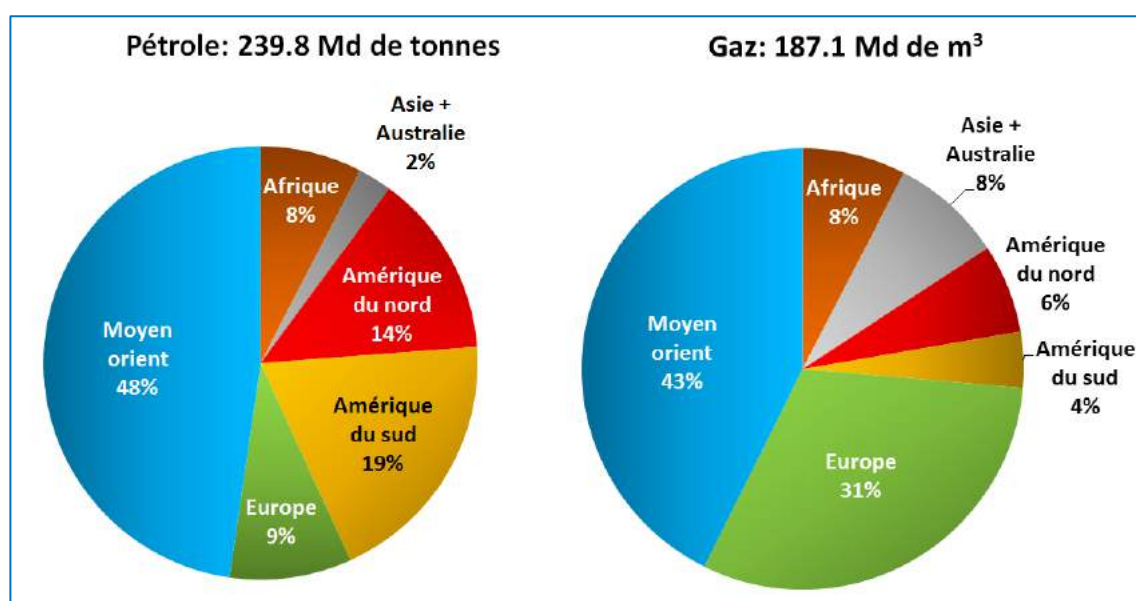


Figure 1.1: Répartition des réserves mondiales de pétrole et de gaz naturel prouvées fin 2014 (BP, 2015).

De même, 48.7 % des réserves de gaz – hors gaz non conventionnels, soit 91.1 milliards de mètres cubes (Mdm³) sur un total de 187.1 Mdm³, se situent dans trois pays : Russie, Iran et Qatar. La Russie, qui en possède quant à elle près du quart, est le deuxième

producteur (16.7 %, soit 578.7 Mdm³ sur un total de 3460.6 Mdm³ en 2014 (BP, 2015) derrière les États-Unis (21.4 %).

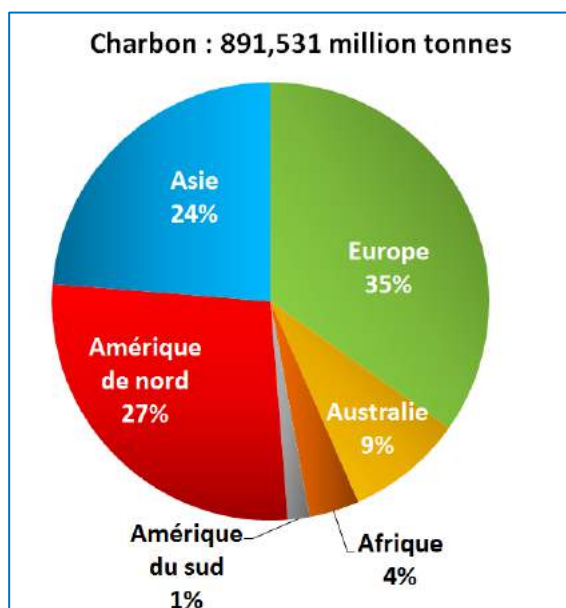


Figure 1.2: Répartition des réserves mondiales de charbon prouvées fin 2014 (BP, 2015).

Les réserves de charbon sont mieux réparties même si elles se situent principalement aux États-Unis (26.6 %), en Russie (17.6 %) et en Chine (12.8 %) (BP, 2015). Dans le domaine nucléaire, les réserves d'uranium, en 2011 sont de 7,089 kt (CEA, 2013), ce qui conduit à un ratio R/P supérieur à 70 ans (consommation 2010 : 98 t) (AFH2, 2014). Les réserves mondiales en uranium, qui sont suffisamment abondantes pour alimenter le parc actuel de réacteurs nucléaires sur plusieurs décennies, sont réparties de façon plus homogène sur la surface du globe et en particulier dans des zones politiquement stables (Percebois et al., 2012).

1.2.2. Demande énergétique mondiale

La production et la consommation d'énergie doivent être respectueuses de l'environnement tout au long de leur cycle (extraction, transformation, transport, utilisation, recyclage, etc.) (DGEC, 2011). Les combustibles fossiles restent les sources dominantes de l'énergie primaire mondiale, comptant pour environ 85% de la demande énergétique en 2013. Ils connaissent une augmentation de l'ordre de 2.6% par rapport à l'an 2000 alors qu'une baisse de 4% était observée entre l'année 1980 et l'année 2000. Historiquement, la demande énergétique mondiale a connu une croissance soutenue sur les 30 dernières années, passant de près de 6981.1 Mtep en 1984 à 12928.4 Mtep en 2014. Elle a été multipliée par plus de 2 en

30 ans, ce qui correspond à un rythme de croissance annuelle moyen de l'ordre de 2.07 % (BP, 2015).

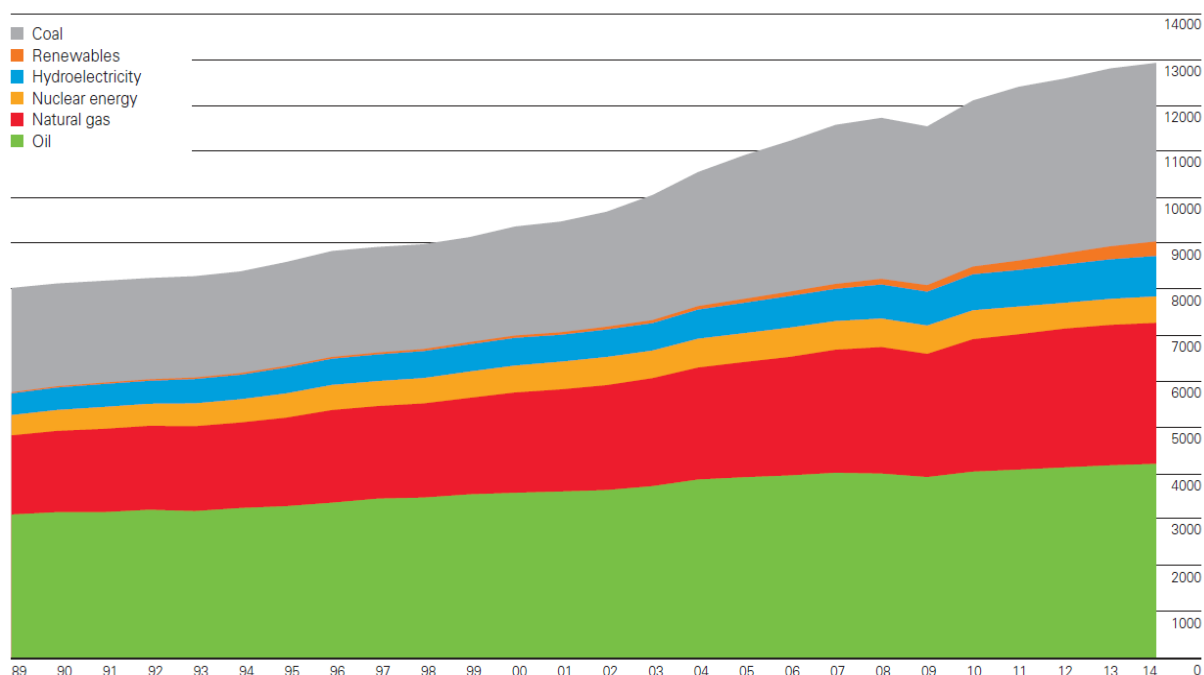


Figure 1.3. Consommation mondiale d'énergie primaire par type d'énergie (Mtep) (BP, 2015).

En 2000, la consommation mondiale de combustible fossile atteignait près de 8 Gtep, répartie entre le pétrole (3.7), le gaz (2.1) et le charbon (2.0). En 2014, la consommation mondiale d'énergie primaire s'est établie à 13 milliards de tep (tonnes équivalent pétrole) alors qu'elle était de 11 milliards en 2005, soit une hausse de 18.18% au cours de cette période (BP, 2015). La consommation d'énergie varie grandement d'une région à l'autre ; alors qu'un américain du nord consomme près de 8 tep/an, un européen en consomme environ 4, un chinois 1.5 et un africain moins de 0.5 tep/an (INED, 2015; BP, 2015).

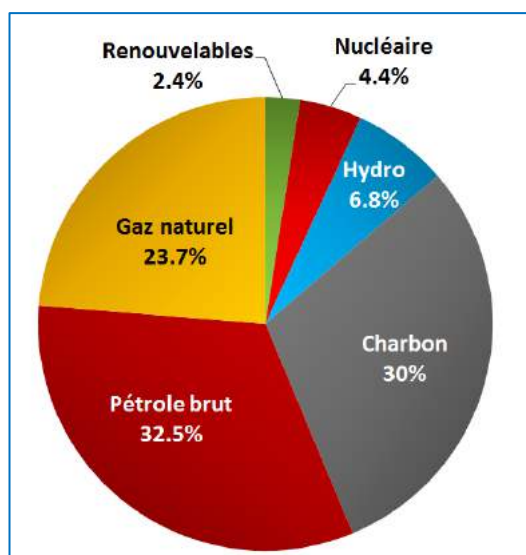


Figure 1.4. Demande mondiale en énergie primaire par combustibles fin 2014 (BP, 2015).

Le pétrole est la première source d'énergie, assurant 32.5 % des besoins mondiaux, suivi par le charbon (30%) et le gaz (23.7 %). Les énergies renouvelables ne satisfont quant à elles que 9.2% de la demande, dont 6.8 % pour l'hydraulique. La part du nucléaire dans la consommation d'énergie primaire s'établit à 4.4% (BP, 2015). La capacité mondiale d'électricité d'origine nucléaire croît de près de 60 %, passant de 392 GW en 2013 à plus de 620 GW en 2040 (AIE, 2014). Le taux de croissance annuel du charbon est aussi important, il est de l'ordre de 3.7%, suivi du gaz naturel et l'hydraulique respectivement 2.45% par an et 2.6% par an) alors que celui du pétrole il est de l'ordre de 1.2% par an (BP, 2014).

En 2014, pour une population estimée à 1171millions d'habitants, représentant 16% de la population mondiale, la consommation d'énergie primaire de l'Afrique s'établissait à 420.1 Mtep, soit 3.2% de la consommation mondiale (INED, 2015 ; BP, 2015). Le niveau de consommation d'énergie primaire per capita était pour l'Afrique de 0.75 tep, contre 1.76 tep au niveau mondial. La croissance de la demande d'électricité devrait être encore plus soutenue du fait de l'électrification des besoins et de l'urbanisation croissante (Percebois et al., 2012).

La conjonction de l'offre excédentaire en 2009 et de l'augmentation rapide de la production en 2010 a suffi pour satisfaire le surcroît de demande en 2010 (FMI, 2012). En 2011, l'offre a augmenté de 3% et la demande d'environ 2% (BP, 2012). Le gaz naturel liquéfié (GNL) a transformé le marché depuis 2009; il constitue maintenant un tiers du total du marché gazier. Dans une perspective à moyen terme, la tendance est à l'augmentation de la demande, qui devrait croître d'environ 17 % sur la période 2012– 2017 (AIE, 2012b).

Le domaine de l'énergie relève par ailleurs du temps long : ses infrastructures ont des durées de vie dépassant souvent le demi-siècle, comme c'est le cas des moyens de production et de transport de l'électricité (Percebois et al., 2012). Au niveau mondial, l'électricité est majoritairement produite à partir du charbon (40 %), du gaz (20 %) du nucléaire (20 %) et de l'énergie hydraulique. En Afrique du Nord le gaz naturel est largement utilisé pour produire l'électricité et en Afrique du Sud le charbon couvre l'essentiel des besoins.

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), les investissements dans le secteur d'électricité seront élevés dans les prochaines décennies: le niveau de production et les capacités installées devraient pratiquement doubler d'ici 2030 (16,428 TWh en 2007 et 28,929 TWh en 2030, pour 4,509 GW et 7,820 GW) (AIE, 2009).

1.2.3. Energies renouvelables

Les pays du monde sont de plus en plus sensibilisés au caractère essentiel de l'avancée des énergies renouvelables (et de l'efficacité énergétique) dans la lutte contre les changements climatiques ; la création de nouvelles opportunités économiques; et l'élargissement de l'accès à l'énergie pour les milliards de personnes encore privées de tout service énergétique moderne. Il est estimé que les énergies renouvelables ont contribué pour 19.1 % à la consommation énergétique finale mondiale en 2013. La capacité et la production ont continué de s'accroître en 2014 (REN21, 2015). Les énergies renouvelables hors hydraulique (englobant la géothermie, le solaire, l'éolien, la biomasse, le biocarburant etc..) connaissent la plus forte croissance (12.2% par an) entre l'an 2000 et l'an 2013 (BP, 2014).

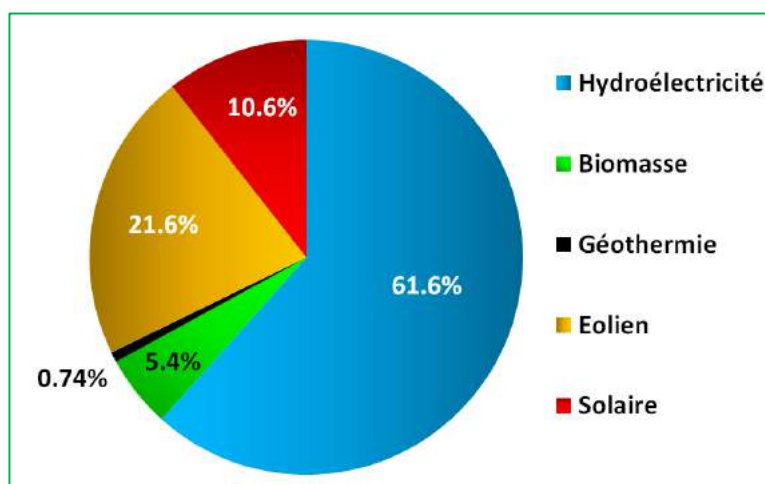


Figure 1.5. Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2014 (REN21, 2015)

La production d'électricité renouvelable a atteint 1712.2 GW en 2014 dans le monde. À la fin de l'année, il était estimé que les énergies renouvelables représentaient 27.7 % de la capacité de production électrique mondiale, ce qui leur permettait de fournir 22.8 % de la demande électrique mondiale (REN21, 2015). En 2012, elle franchisse nettement le seuil des 20% de la production d'électricité mondiale (20.8%) (Observer, 2012). L'énergie éolienne, l'énergie solaire photovoltaïque et l'hydroélectricité ont dominé le marché. De toutes les ER, l'hydraulique occupe une place privilégiée dans la production électrique. Dans le monde, elle est la seule énergie renouvelable exploitée à une grande échelle dans le système électrique et représente près d'un cinquième de la production électrique mondiale. Selon la figure 1.4, l'hydroélectricité est la première d'entre elles avec une contribution en 2014 de 61.61% (78% en 2012).

L'énergie éolienne, qui depuis 2009 est devenu la deuxième source d'énergie renouvelable, représente désormais 21.6% du total renouvelable. Elle devance la filière biomasse, qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables (5.4%). Suivent le solaire (10.6%) qui rassemble les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques et la géothermie (0.74%) (REN21, 2015).

À l'horizon 2040, les énergies renouvelables représentent 50 % de la production d'électricité dans l'UE, environ 30 % en Chine et au Japon, et plus de 25 % aux États-Unis et en Inde (AIE, 2015). La Chine est le premier producteur d'électricité renouvelable devant les États-Unis, grâce à la production hydraulique, qui est le double de celle des États-Unis. En revanche, Les États-Unis sont incontestablement le premier producteur d'électricité renouvelable non-hydraulique, la production y est supérieure au quintuple du reste des pays. Pour l'Afrique, malgré son potentiel immense en énergies renouvelables (notamment l'énergie solaire et l'hydraulique), seulement 7 % des ressources hydrauliques techniquement exploitables ont été exploitées. Le pourcentage de la production renouvelable dans la consommation nette en 2012 est seulement de 18.6 % (REN21, 2012).

1.2.4. Impact climatique

La combustion d'énergie fossile est l'un des principaux participants à la formation de CO₂ qui est un gaz à effet de serre. Dans un monde où la croissance de la démographie et de l'économie tire à la hausse les besoins énergétiques et où les émissions de gaz à effet de serre induites par ces besoins sans cesse accrus conduisent au changement climatique de la planète, les enjeux énergétiques deviennent cruciaux (Percebois et al., 2012).

1.2.4.1. Emissions mondiales de GES par secteur

Un accroissement important de la température du globe augmenterait l'occurrence de certains phénomènes climatiques extrêmes (tempête, inondation, canicule, etc.), engendrerait une élévation du niveau des océans, et plus généralement risquerait de modifier profondément les conditions climatiques à la surface du globe. Pour cela la communauté internationale a décidé de se donner comme objectif de limiter la hausse des températures moyennes à 2°C à long terme. Les travaux du GIEC ont montré que les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines étaient responsables du changement climatique en cours. Selon leurs projections, le réchauffement pourrait atteindre jusqu'à 6°C en moyenne à la surface du globe à l'horizon 2100 en fonction des trajectoires d'émissions retenues (Percebois et al., 2012).

L'Europe s'est engagée dans l'objectif du 3 x 20 (20% de réduction des émissions de GES, 20% d'énergies renouvelables et une réduction de 20% de la consommation énergétique) à horizon 2020.

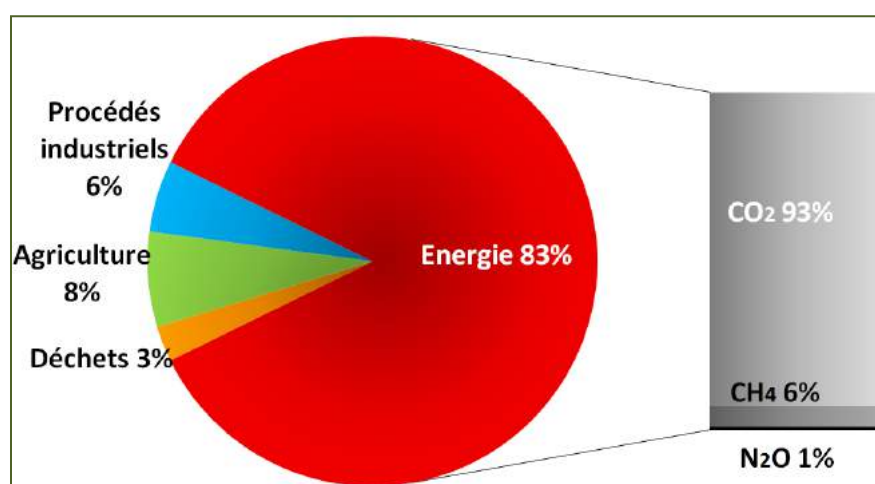


Figure 1.6. Emission mondiale de GES par secteur en 2012 (AIE, 2014b).

En 2012, le secteur d'énergie est le grand émetteur de GES avec un taux de 83%. Par contre les autres secteurs citant l'agriculture, déchets et les procédés industriels participent uniquement à 17%. Le CO₂ constitue 93% des gaz émis, le reste se repartie respectivement entre le CH₄ et N₂O (voir figure 1.6).

En termes d'acceptabilité, les priorités varient d'un pays à l'autre. L'exemple du nucléaire est à ce titre illustratif puisque l'accident de Fukushima en mars 2011 a conduit certains pays (Allemagne, Italie) à sortir ou renoncer à l'énergie nucléaire tandis que d'autres,

la grande majorité de ceux qui en exploitaient, ont confirmé les programmes électronucléaires en cours (Percebois et al, 2012).

1.2.4.2. Emissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

Pétrole, gaz, charbon, tous combustibles fossiles, émettent du dioxyde de carbone lors de leur combustion. En 2012, les émissions mondiales de CO₂ dues à la combustion d'énergie ont atteint 31.7 milliards de tonnes de CO₂ (Gt CO₂), en hausse de 1.2 % par rapport à 2011, soit 51 % de plus qu'en 1990 (AIE, 2014b), année de référence pour le protocole de Kyoto. En Europe, les évolutions sont très contrastées selon les pays, en fonction de leur conjoncture économique. Les émissions ont ainsi chuté au Portugal (9 %), en Grèce (7 %) et en Espagne (5 %). En revanche, elles ont bondi en Estonie (26 %), en Suède (15 %) et en Finlande (14 %). Elles augmentent aussi rapidement en Chine (6.6 %).

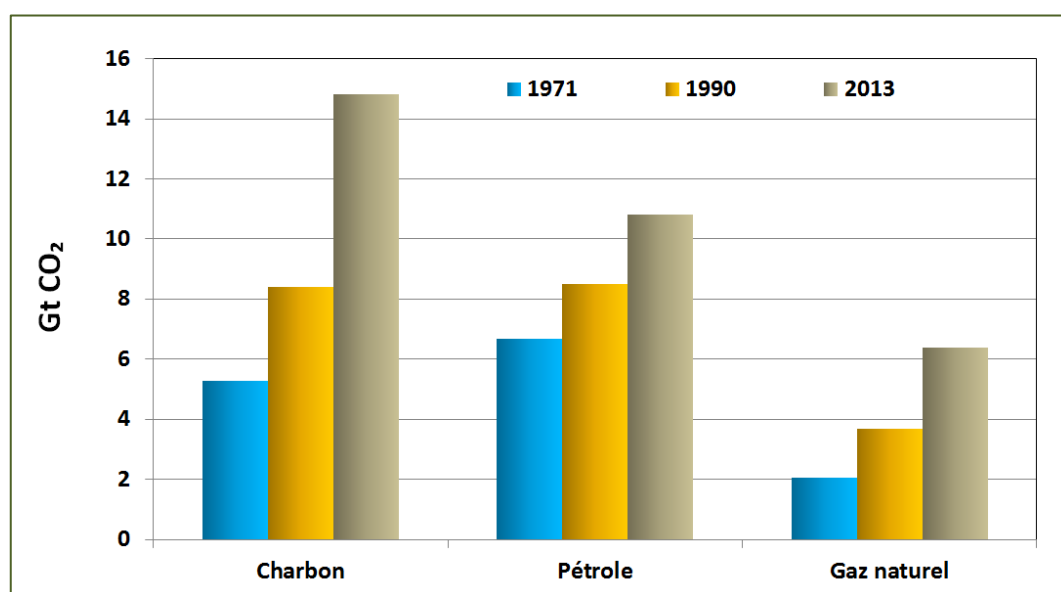


Figure 1.7. Emissions de CO₂ dues à l'énergie par combustible dans le monde (AIE, 2015b)

En 2013, les émissions mondiales de CO₂ dues à la combustion d'énergie atteignent 32.2 Gt de CO₂ (Gt CO₂), en hausse de 2.2 % par rapport à 2012. Cette progression est plus forte en Chine (5.4 %) avec un niveau d'émission de 9.023 Gt CO₂. Cette dernière est de loin le premier émetteur mondial devant les États-Unis. En 2013, les deux tiers des émissions mondiales sont originaire des dix pays, ou la Chine et les Etats Unies participent respectivement à 28% et 16% de ces émissions. Ces deux pays ont émis 14.1 GtCO₂ du CO₂ dû à la combustion d'énergie (AIE, 2015b)

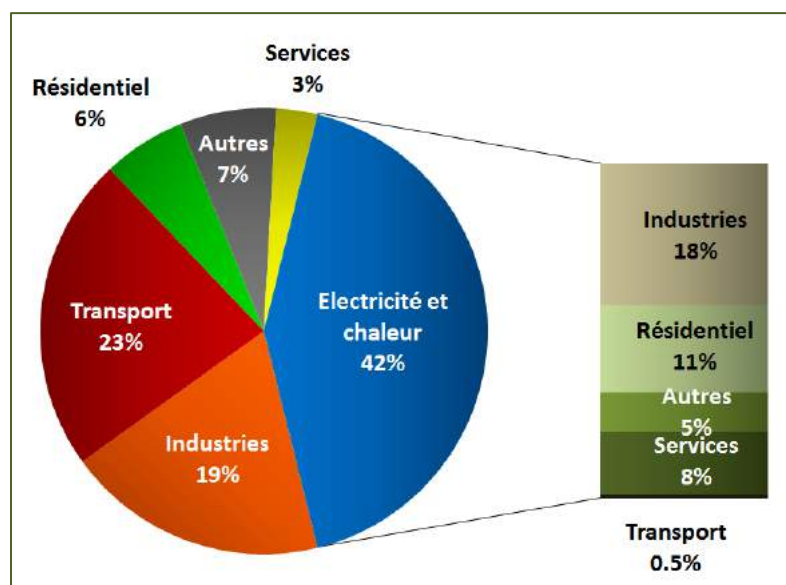


Figure.1.8. Emissions mondiales de CO₂ par secteur en 2013 (AIE, 2015b)

Dans les pays comme l'Australie, la Chine, l'Inde, la Pologne et l'Afrique du Sud, les deux tiers de leur électricité et de la chaleur par la combustion du charbon. L'enjeu climatique incite par conséquent à un changement radical du mix énergétique mondial qui doit toutefois être envisagé au regard des autres enjeux énergétiques majeurs. L'Union Européen s'est fixé un objectif des « 20-20-20 » d'ici 2020, qui consiste à diminuer de 20 % les émissions de gaz à effet de serre, d'économiser 20 % d'énergie grâce à une meilleure efficacité énergétique et porter à 20 % la part des énergies renouvelables.

1.3. Contexte énergétique et environnemental algérien

Le système énergétique d'un pays a pour fonction de fournir l'ensemble des services requérant de l'énergie nécessaires à la satisfaction des besoins de l'ensemble de ses habitants et de ses organisations collectives. Ces besoins ne sont pas directement des besoins d'énergie, mais leur satisfaction exige bien souvent la mise en œuvre d'infrastructures, d'outils et d'appareils consommateurs d'énergie sous différentes formes (chaleur, énergie mécanique, etc..) et mobilisent des produits énergétiques finaux (carburants, combustibles, chaleur, électricité). Ces produits sont eux-mêmes le résultat de transformations de différentes ressources énergétiques naturelles. Les hydrocarbures sont les richesses principales de l'Algérie. La grande dépendance des économies aux combustibles fossiles, émetteurs de CO₂, et la forte consommation énergétique, alliée à l'épuisement des réserves, font qu'il est impératif de rechercher de nouvelles sources d'énergie.

1.3.1. Situation énergétique

1.3.1.1. Production d'énergie primaire

La position stratégique de l'Algérie en Méditerranée et ses ressources en hydrocarbures font d'elle un partenaire incontournable de la région méditerranéenne et de l'Europe pour satisfaire les besoins énergétiques en gaz naturel (MATE, 2001). En 2014, les réserves prouvées de pétrole ont augmenté à 1.5 milliards de tonnes, alors que les réserves de gaz naturel ont été de 4.52 milliards de mètres cubes (OPEC, 2015). Ces chiffres représentent plus de 0.7% des réserves mondiales de pétrole et de 2.4% des réserves de gaz (BP, 2015b). L'Algérie se classe au cinquième rang mondial pour les réserves de gaz naturel

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 de ses réserves gazières actuelles et représentant ainsi la troisième réserve plus importante au monde (Trésor DG, 2013).

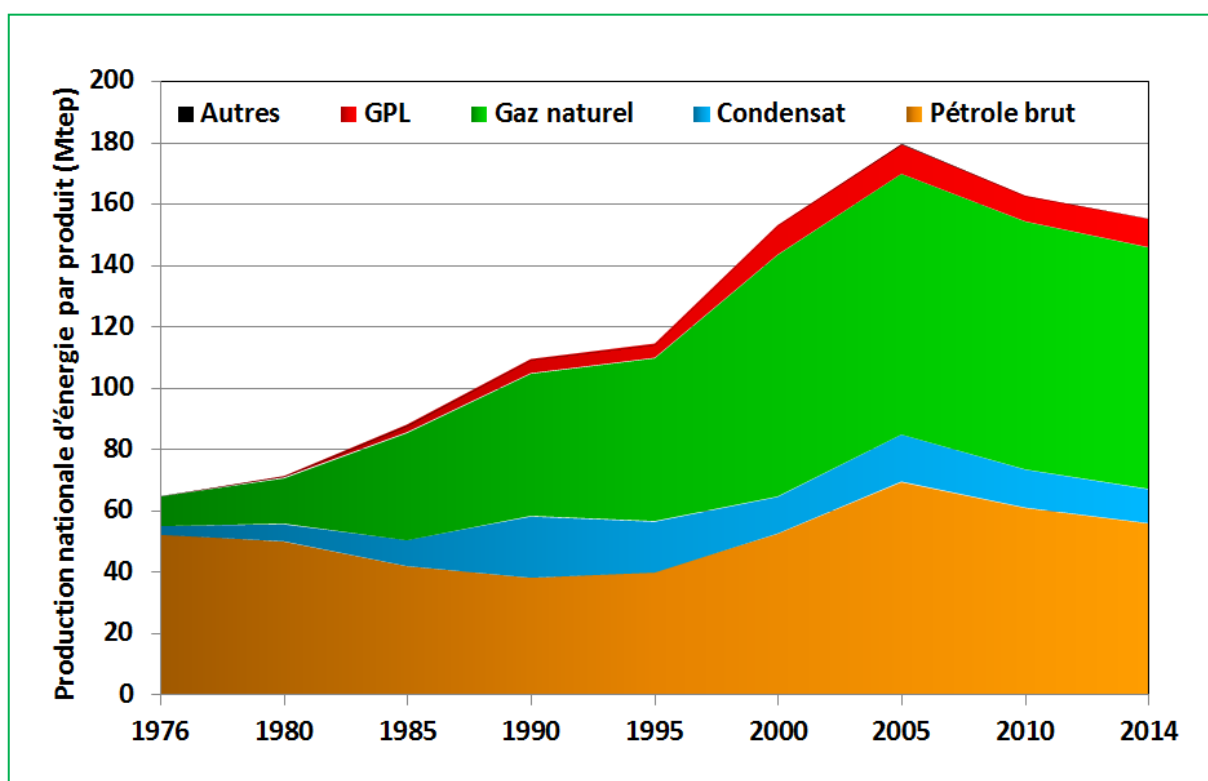


Figure 1.9. Evolution rétrospective de la production nationale d'énergie par produit.

La production nationale d'énergie primaire a plus que doublé entre 1976 et 2014 passant de 65 Mtep en 1976 à 155 Mtep en 2014. La structure de la production a évolué au

profit du gaz naturel. Pour cette même période, la production de gaz naturel a été multipliée par 8, passant de 9.4 Mtep en 1976 à 79 Mtep en 2013 (52 % en 2012 contre 14.5% en 1976). Cette évolution reflète la mise en adéquation de la structure de l'offre à celle des réserves actuelles (ME, 2014b).

1.3.1.2. Réseaux de transport et de distribution

En matière de commercialisation, le volume total des hydrocarbures vendu en 2013, s'est élevé à près de 145.4 Mtep avec un volume exporté d'environ 100 Mtep. En 2013, 203.8 Mtep ont été transportés sur les réseaux Nord et Sud (SONATRACH, 2013). La répartition du volume transporté en 2013 se présente comme suit :

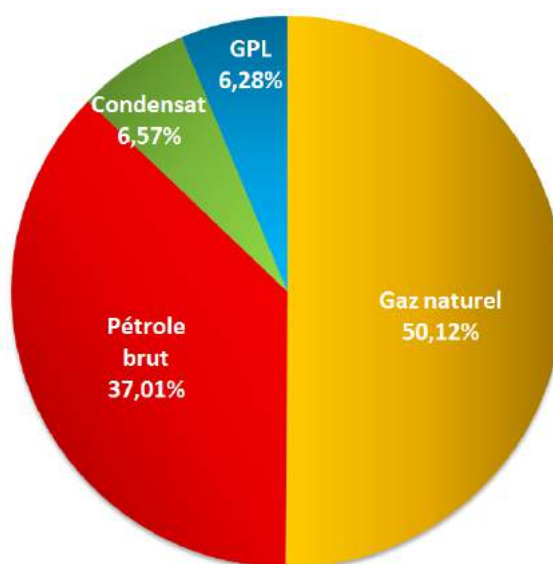


Figure 1.10. Quantités transportées sur les réseaux Nord et Sud (SONATRACH, 2013).

En 2011, les volumes de gaz acheminés par gazoduc sur le réseau du GRTG ont atteint 24.533 Gm³, soit une augmentation de 7%, par rapport à l'année 2010. Cette tendance devrait s'accroître dans les années à venir (GRTG, 2012). La longueur de réseau de canalisation, est de près de 18,512 Km (SONATRACH, 2012b):

- Le réseau transport par canalisation compte 20 oléoducs d'une longueur de 9883 Km, avec une capacité de transport de 145 Mt.
- Le réseau transport par canalisation compte 14 gazoducs d'une longueur totale de 8629 Km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an

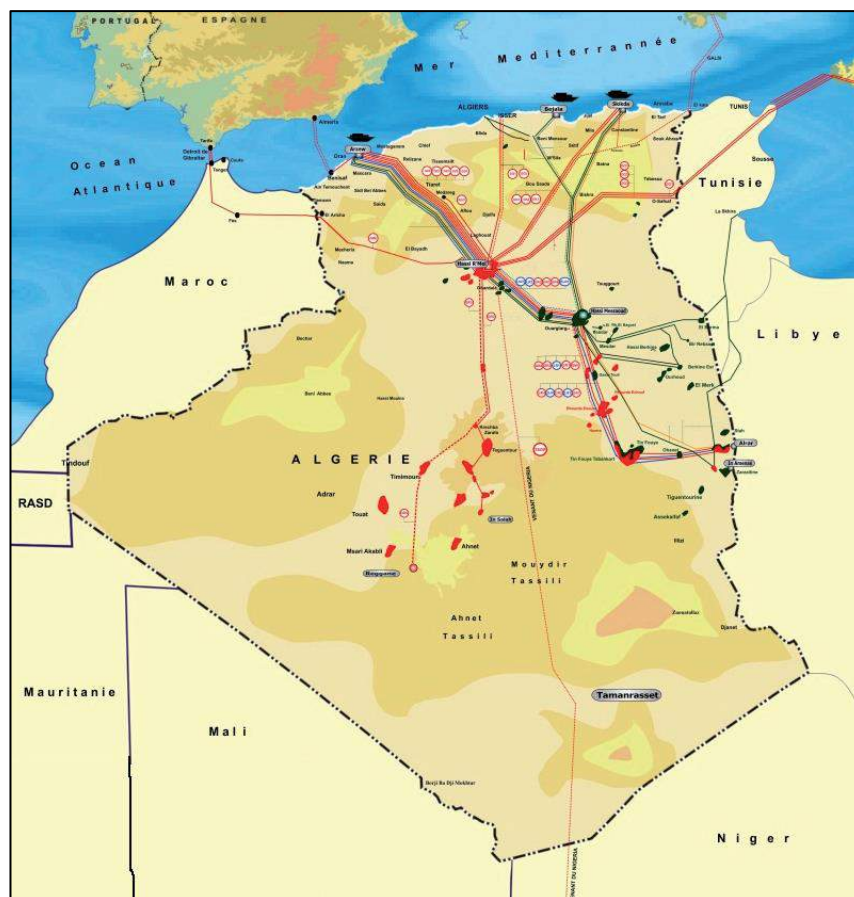


Figure 1.11. Réseau de transport par canalisation (SONATRACH, 2012b)

Le marché national du gaz naturel du nord du pays est alimenté par les 14 gazoducs de Sonatrach à partir du CNDG de Hassi R'Mel. Les zones situées au sud du pays sont alimentées à partir des gisements d'Illizi, Ain Salah et de Sbâa (Wilaya d'Adrar). Ce réseau n'est pas interconnecté avec le réseau situé dans la partie nord du pays vu sa situation géographique (GRTG, 2012).

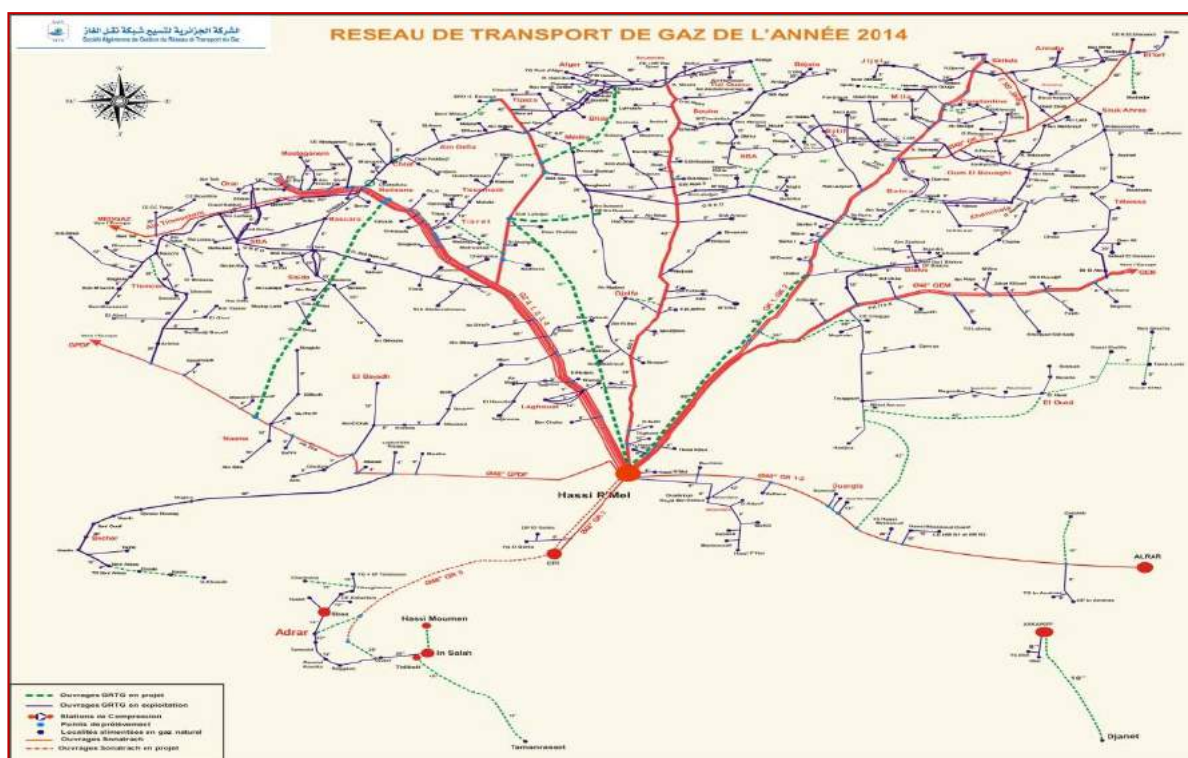


Figure 1.12. Réseau de transport et de distribution de gaz (SONELGAZ, 2014).

Hassi Messaoud accueille le centre national de dispatching des liquides et Hassi R'Mel celui du gaz naturel. L'Algérie dispose de deux voies d'évacuation du gaz naturel vers l'Europe: le Pedro Duran Farell Gas Pipeline (Algérie-Espagne via Maroc) et le gazoduc Enrico Mattei (Algérie Italie via Tunisie). Les volumes de gaz naturel transportés sont passés de 12 Gm³ en 2000 à 24.5 Gm³ en 2011, et atteindront 40.2 Gm³ en 2021, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 6.7% sur la période 2000 – 2010 et 4.8 % sur la période 2011 – 2021. Le réseau de transport du gaz est passé de 4,398 km en 2000 à 13,829 km en 2011, et passera à 23,449 km en 2015, pour atteindra en fin de période une longueur de 26069 km, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 10 % sur la période 2000-2010, 10.8 % sur la période 2011-2015 et 1.7 % sur la période 2016-2021 (GRTG, 2011).

1.3.1.3. Transformation d'énergie

L'activité de transformation d'énergie, qui inclut le raffinage, la cokéfaction, la liquéfaction et la génération de l'électricité, a augmenté (0.8%) en 2013 en raison de l'augmentation des volumes de produits liquides et gazeux transformés, pour atteindre 55.034 Mtep, contre 54.624 Mtep l'année précédente (ME, 2014b). Une légère baisse (0.6%) du volume de gaz naturel transformé est observée, suite à la diminution des enlèvements de Sonelgaz pour les besoins de ses centrales électriques (3.6%). Cette diminution s'explique par

l'amélioration de la consommation spécifique des centrales qui est passée de 2.57 th/kWh en 2012 à 2.37 th/kWh en 2013 (ME, 2014b). Le parc de production était essentiellement composé de centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel:

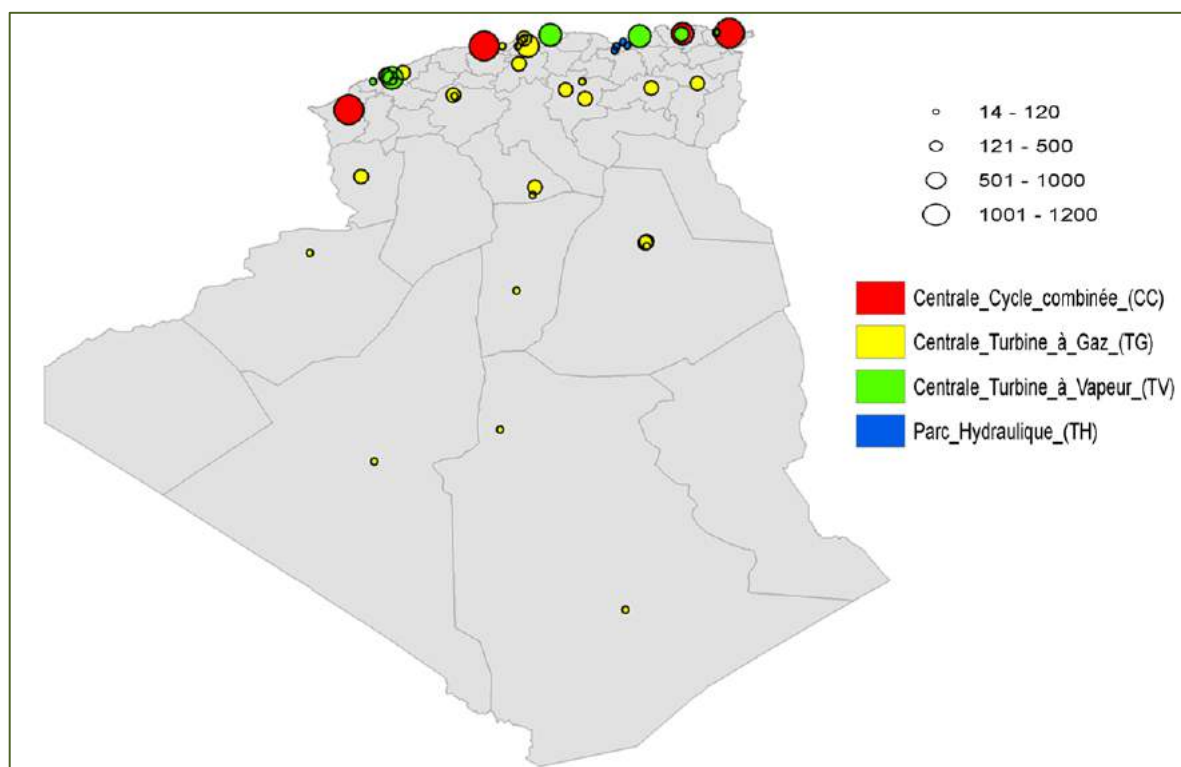


Figure 1.13. Puissance installée par type d'installation (MW) en Algérie.

D'ici 2020, le développement des centrales électriques (TAG ou CC) aura un impact certain sur le réseau de transport gaz (GRTG, 2011). Treize (13) projets de centrales électriques sont aujourd'hui identifiés. En 2018, la consommation de gaz par les centrales électriques pourrait atteindre presque 15,000 millions de m³ (SOFRECO, 2010).

Les réalisations de l'activité de transformation se caractérisent en 2013, par une croissance de l'activité raffinage (8.3%) à 23.4 Mtep, suite à l'achèvement de la réhabilitation des raffineries d'Arzew et de Skikda (ME, 2014). 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 :

Tableau 1.1: Raffineries de pétrole en Algérie.

Raffineries	Capacité (kt/an)	Type	Propriétaire
Skikda	17,564,46	Condensats	Sonatrach/ Naftec
		Pétrole brut	
Hassi Messaoud	8,142,3	Pétrole brut	Sonatrach/Naftec
Alger (El Harrach)	3,157,32	Pétrole brut	Sonatrach/Naftec
Arzew	2,913,3	Pétrole brut	Sonatrach/Naftec
Adrar	717,12	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 17,564,460 kt/an 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 3,157,320 kt/an et 2,913,300 kt/an, 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.

1.3.1.4. Exportation et importation

En 2013, les exportations d'énergie primaire ont connu une baisse de 10.2%, reflétant le recul des exportations de 12.5%, du pétrole brut de 11.8% et celles du GPL de 2.9%.

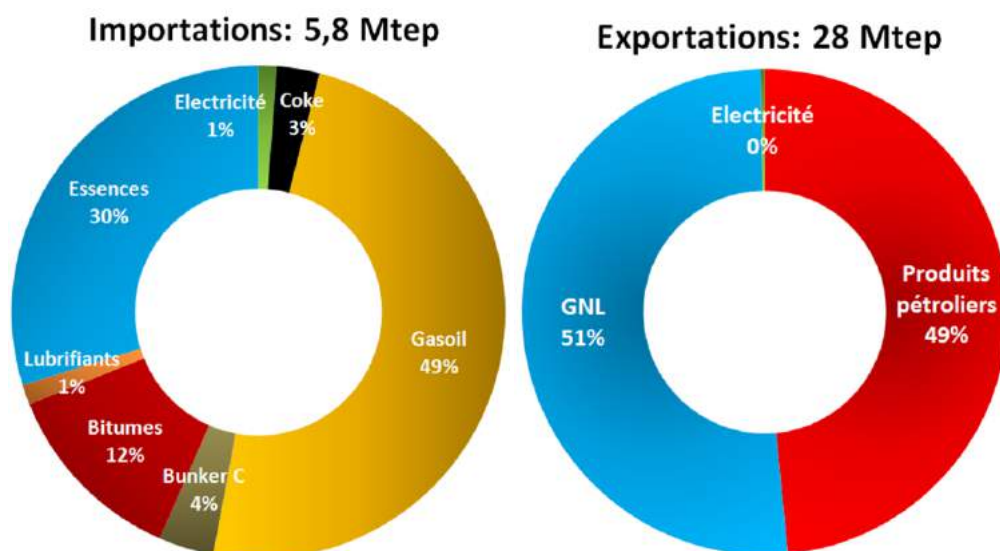


Figure1.14. Structure des importations et exportations d'énergie dérivée en 2013 (ME, 2014a).

Globalement cette chute a été atténuée par les augmentations d'exportation du condensat de 6.1% (5.8 Mtep). Par contre les importations d'énergie dérivée ont connu une

hausse de 10.7% due à l'augmentation des importations de produits pétroliers (17.3%), notamment les essences (35%), les bitumes (30%), le gasoil (49%), les essences (29.8%), les lubrifiants (1.3%), pour un total de 5.8 Mtep (ME, 2014a; CDER, 2014b).

1.3.1.5. Consommation d'énergie finale

Les énergies fossiles représentent la part la plus importante de la consommation d'énergie en Algérie. En 2014, la consommation finale est passée de 18.3 Mtep en 2000 à 39.3 Mtep reflétant une croissance de 18 Mtep ou 5.3% (ME, 2015a).

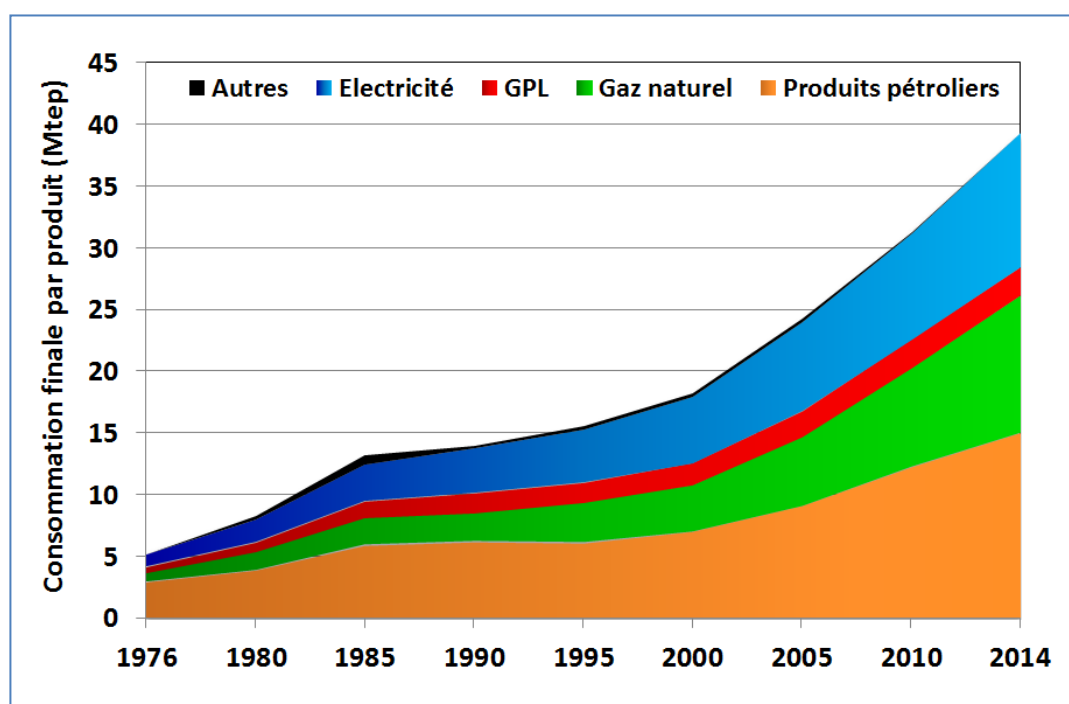


Figure 1.15. Evolution de la consommation finale d'énergie par produit.

Le transport est le grand secteur consommateur d'énergie en Algérie avec un taux de 37%. Dans ce secteur, la consommation s'est accrue de 5.7 % en 2014, pour atteindre 14.5 Mtep, due essentiellement à la croissance de la consommation du transport routier (6%). Le ménages et autres a atteint 16.6 Mtep en 2014, reflétant une forte hausse de (9%), tirée par l'accroissement de la consommation du résidentiel (ME, 2015a). Il représente le deuxième secteur le plus énergivore derrière le secteur des transports avec 32% de la consommation d'énergie finale en 2014. La consommation du secteur des industries et BTP a connu une légère hausse de 2.8% pour atteindre 8.2 Mtep, tirée par la consommation des industries manufacturières (7.3%) et des matériaux de construction (3.4%) (ME, 2015a). La structure de la consommation finale par secteur, est donnée dans la figure suivante :

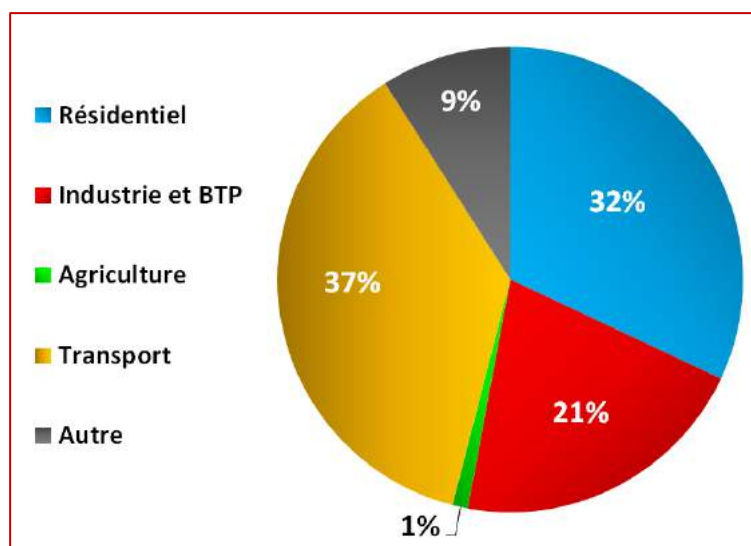


Figure 1.16. Consommation finale par secteur en 2014 (ME, 2015a).

Le secteur des transports est le premier poste de consommation d'énergie en Algérie devant les secteurs résidentiel, de l'industrie et de l'agriculture. Au vu de cette analyse, la mobilité apparaît actuellement comme un besoin majeur au niveau Algérien. Elle repose aujourd'hui essentiellement sur l'usage du pétrole (à plus de 90 %). Elle sera donc au cœur des enjeux pour l'atteinte des objectifs de réductions des émissions de gaz à effet de serre puisque les transports représentent près de 32 % des émissions de CO₂ juste derrière le secteur de la production d'électricité (38 %), et devant les secteurs de l'industrie (12 %), le résidentiel (15 %), et les autres (3 %).

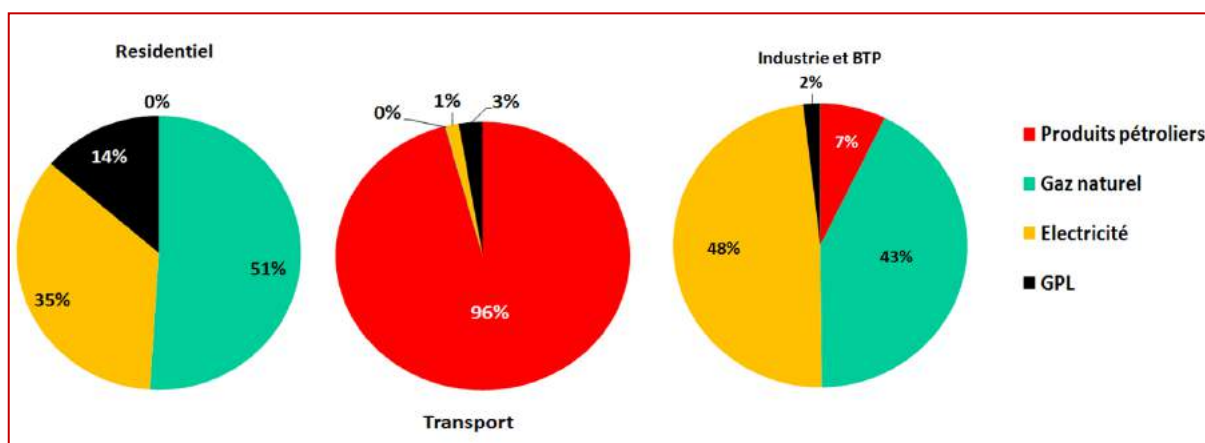


Figure1.17. Consommation finale d'énergie par produits des principaux secteurs en 2013

La consommation finale énergétique provient à 38% du pétrole, 27% du gaz, 28% de l'électricité et 6% GPL. L'électricité est produite par des énergies fossiles (99%) et des

énergies renouvelables (1%). L'électricité représente environ 28% de la consommation finale énergétique. Le secteur de transports consomme 13.314 Mtep des produits pétroliers (96%). Leur présence reste modeste dans l'industrie et BTP (7%). L'électricité, second produit final (10.9 Mtep), connaît en Algérie une pénétration très importante dans l'industrie (48%). Sa pénétration est plus modeste dans le résidentiel (35%) et négligeable dans le transport (1%). Le gaz naturel connaît une forte pénétration dans le résidentiel (51%) et l'industrie (43%). Ce changement dans le mode de consommation d'énergie électrique s'explique par des conditions climatiques hivernales moins rigoureuses que celles des années antérieures et aussi par la pénétration de la climatisation, en raison des fortes chaleurs de l'été (Sonelgaz, 2012).

1.3.2. Potentiel national des énergies renouvelables

Les énergies décarbonées permettent de réduire nos émissions gaz à effet de serre et notre dépendance aux énergies fossiles. Les énergies renouvelables restent aujourd'hui minoritaires dans la consommation et la production d'énergie en Algérie. Sur les 11,389 MW de capacité électrique installée dans le pays en 2011, 97% proviennent du gaz naturel, 0.9% des centrales diesels et 0.8% des installations hydrauliques tandis que les centrales hybrides dont seulement une partie est produite par énergie solaire (le reste est produit par le gaz naturel) représentent 1.3% (DG Trésor, 2013b).

1.3.2.1. Potentiel de l'énergie solaire

De par sa situation géographique, Le pays possède un potentiel très important en énergie solaire. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

Tableau 1.2. Potentiel Solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée Moyenne d'Ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie Moyenne Reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud du pays. Ce qui correspond à une capacité électrique 8 fois supérieur aux

réserves de gaz naturel du pays, et au plus grand champ solaire du monde (DG Trésor, 2013b).

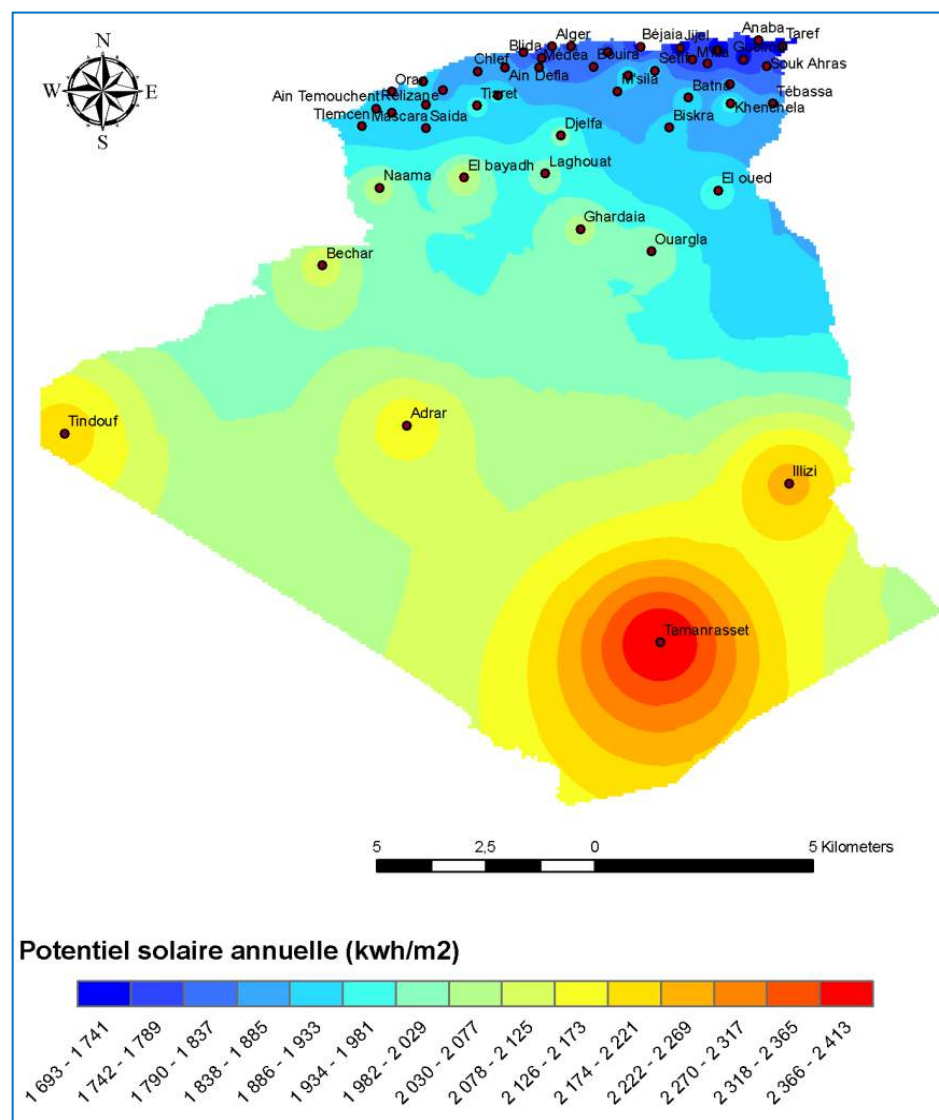


Figure 1.18. Carte d'irradiations solaires.

D'une manière globale, l'Algérie dispose d'un potentiel énergétique solaire d'environ 169 900 TWh/an, soit 3900 fois sa consommation actuelle en électricité pour le CSP et 13.9 TWh/an pour le PV (Said, 2013). Le gisement solaire constitue, sans aucun doute, le gisement d'avenir pour l'Algérie. La disponibilité de grands espaces au Sahara et dans la steppe et une forte intensité solaire ($2200 \text{ kW/m}^2/\text{an}$) représentent des atouts majeurs pour produire une énergie renouvelable, propre et durable en Algérie (MATE, 2001).

1.3.2.2. Potentiel Eolien

L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s, voir figure 1.19). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux.

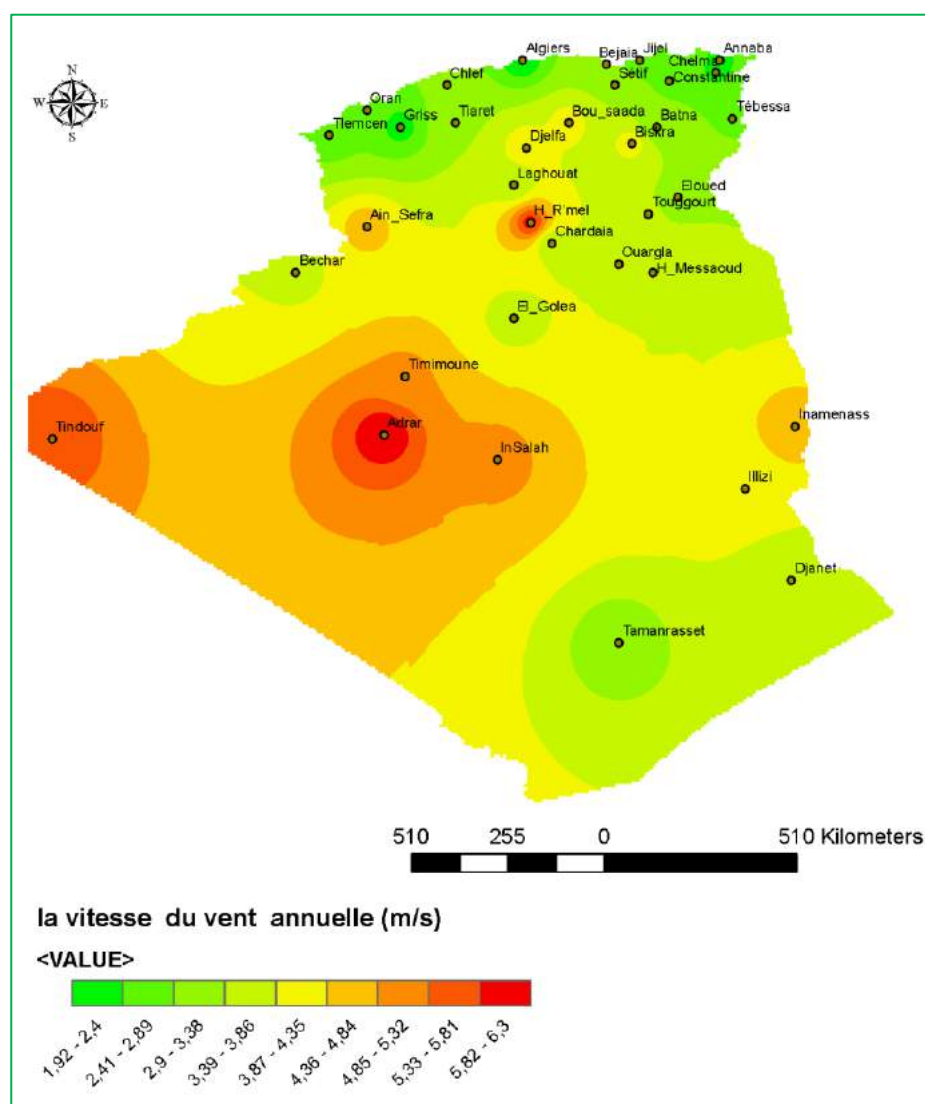


Figure 1.19. Carte de la vitesse du vent.

1.3.2.3. Potentiel de l'énergie géothermique

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis de tracer une carte géothermique préliminaire. Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C.

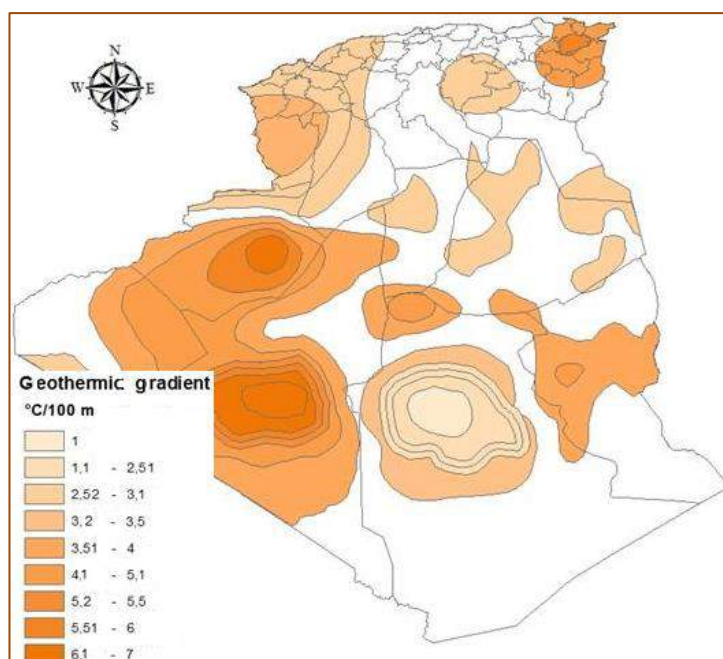


Figure 1.20. Carte des ressources géothermiques (Gouareh et al., 2015).

Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra. Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5°C/100m :

- Zone de Relizane et Mascara
- Zone de AïneBoucif et Sidi Aïssa
- Zone de Guelma et Djebel El Onk

Le potentiel total de l'énergie géothermique en termes d'électricité est estimé à 700MW.

1.3.2.4. Potentiel de l'hydroélectricité

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation.

1.3.2.5. Potentiel de la Biomasse

Le potentiel de la biomasse est relativement limité. La surface boisée couvre environ 250 millions d'hectares et qui représente 10% de la superficie totale du pays ou le Sahara couvre presque 90% du territoire. Les forêts occupent une superficie de l'ordre de 4.2 millions d'hectares représentant ainsi 1.8% de cette surface, alors que les zones alfatières n'occupent que près de 2.5 millions d'hectares, c'est à dire un peu plus de 1% de l'étendue du territoire. Par contre, les terres dites improductives s'étendent sur plus de 188 millions d'hectares représentant 79% de la superficie totale (ONS, 2015b).

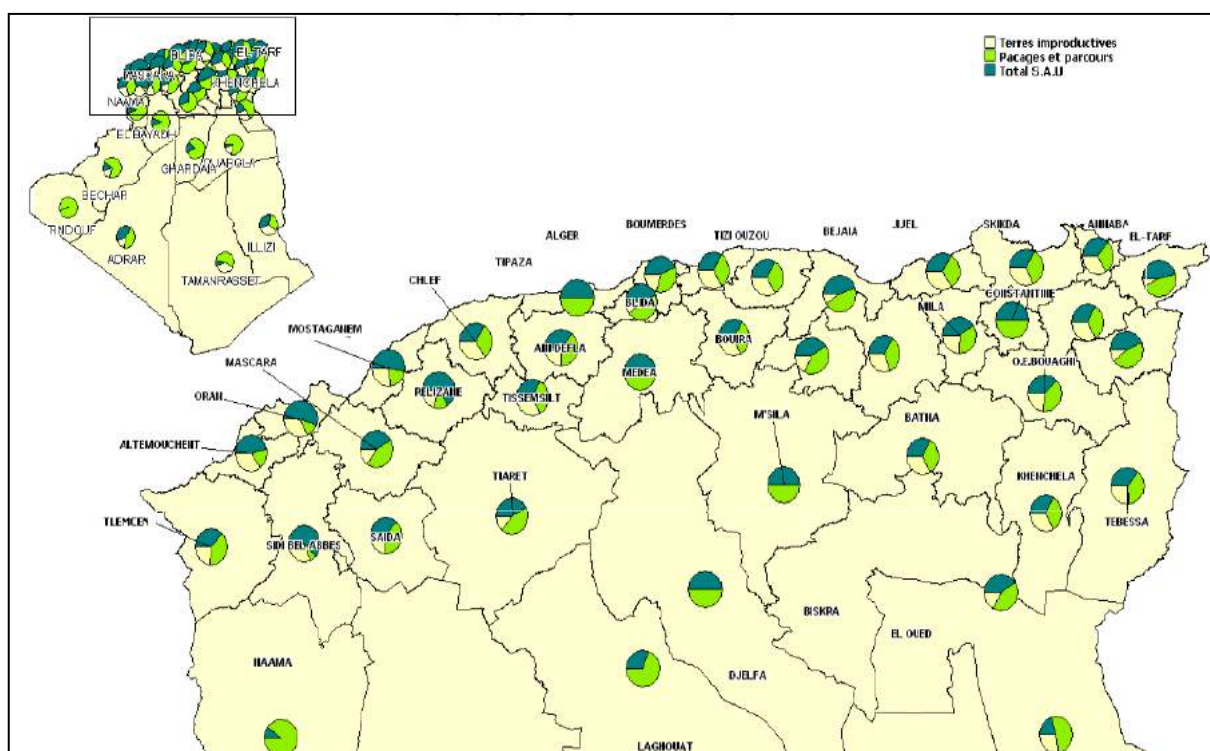


Figure 1.21. Répartition des terres utilisées par l'agriculture (ONS, 2015b)

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Mtep. Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3.7 Mtep. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%, 5 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 Mtep/an (MEM, 2012).

1.3.3. Situation socio-économique

1.3.3.1. Population

La densité de population au niveau national est passée de 12.22 à 14.3 habitants au km² entre 1998 et 2008, alors que sur la bande littorale elle est passée de 244.5 à 274 habitants au km² durant la même période (ONS, 2015b).

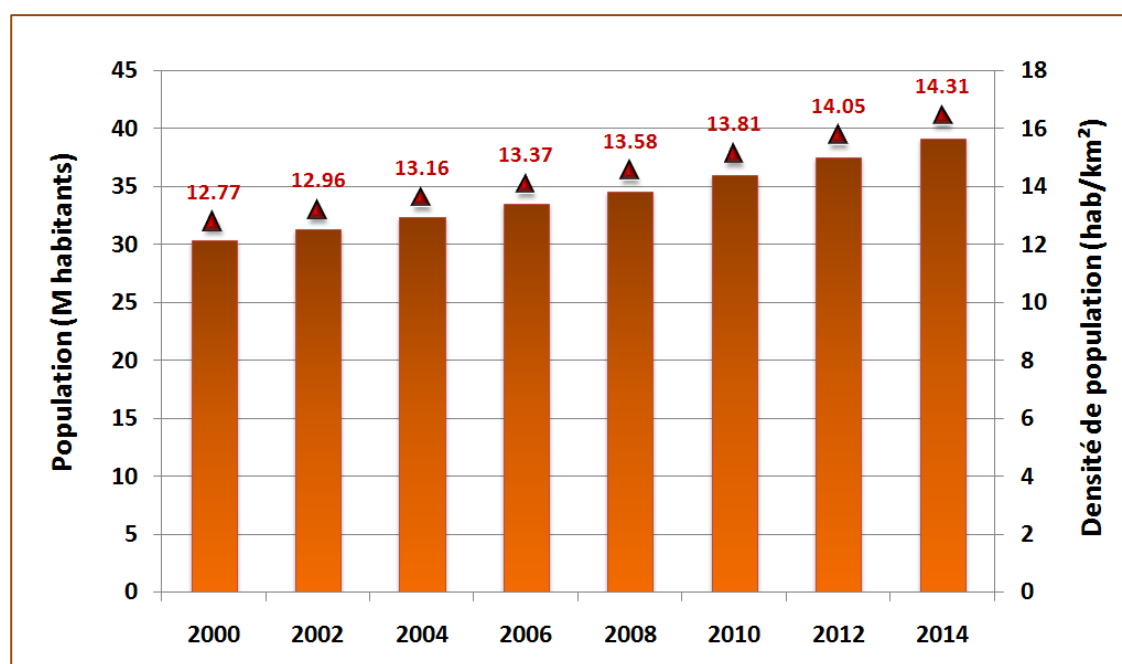


Figure 1.22. Evolution de la population et de la densité de population en Algérie (ONS, 2016)

La structure spatiale de la population est polarisée sur le nord du pays en général et plus particulièrement sur "la bande littorale" qui borde la Méditerranée et qui a une largeur de 50 à 100 km d'Est en Ouest. En effet, c'est dans cette étroite bande littorale de 45,000 km² (1.9% du territoire) que se concentre plus de 36% de la population algérienne (274 hab/km²) (ONS, 2015a). La seconde zone est nommée "Tell et Steppe". D'une superficie de 255,000 km², elle représente 10.7% du territoire et abrite près de 53% de la population totale soit une densité moyenne de 70.6 hab/km² (ONS, 2015b).

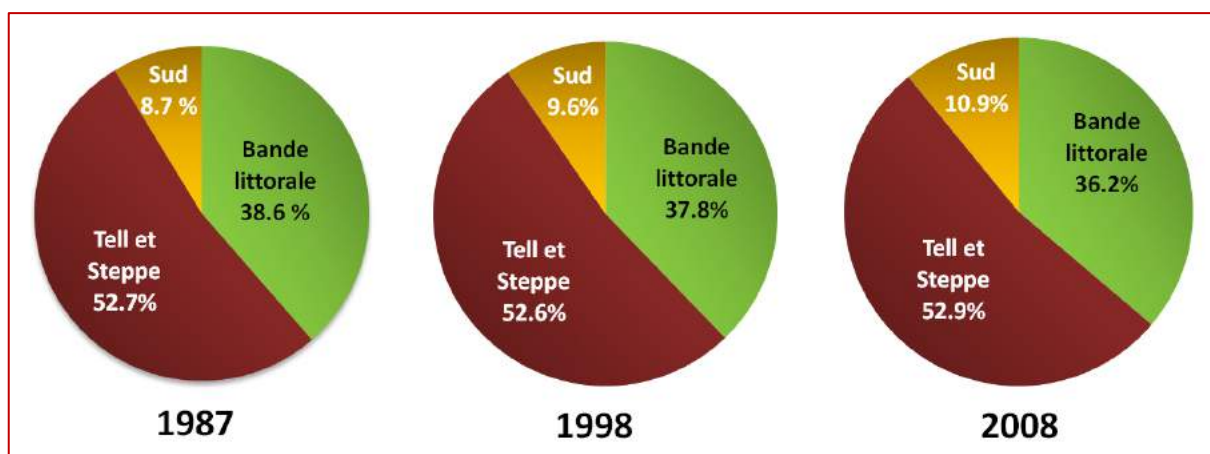


Figure 1.23. Evolution de la répartition géographique de population (ONS, 2015b)

La troisième zone, le Sud, est une vaste et aride étendue saharienne de plus de 2 millions de km², représentant plus de 87% de l'ensemble du territoire, elle est faiblement peuplée. Ses 3.7 millions d'habitants en 2008 ne représentent que 10.9 % de la population totale. La densité de population y est très faible, soit 1.8 habitant/km² (ONS, 2015a).

1.3.3.2. Produit intérieur brut (PIB)

Le produit intérieur brut (PIB) est un indicateur économique très utilisé qui mesure les richesses créées dans un pays donné et pour une année donnée. Le taux de croissance du PIB hors hydrocarbures connaît une légère décélération en 2014 et passe de 7.1% en 2013 à 5.6% en 2014. Cette décélération a un double origine, la première liée au fait que le secteur des hydrocarbures, même avec un taux de croissance encore négatif (-0.6%), semble avoir rompu avec les fortes baisses d'activité enregistrées auparavant. La seconde explication serait à trouver dans les baisses d'activité enregistrées principalement dans l'agriculture et le BTP.

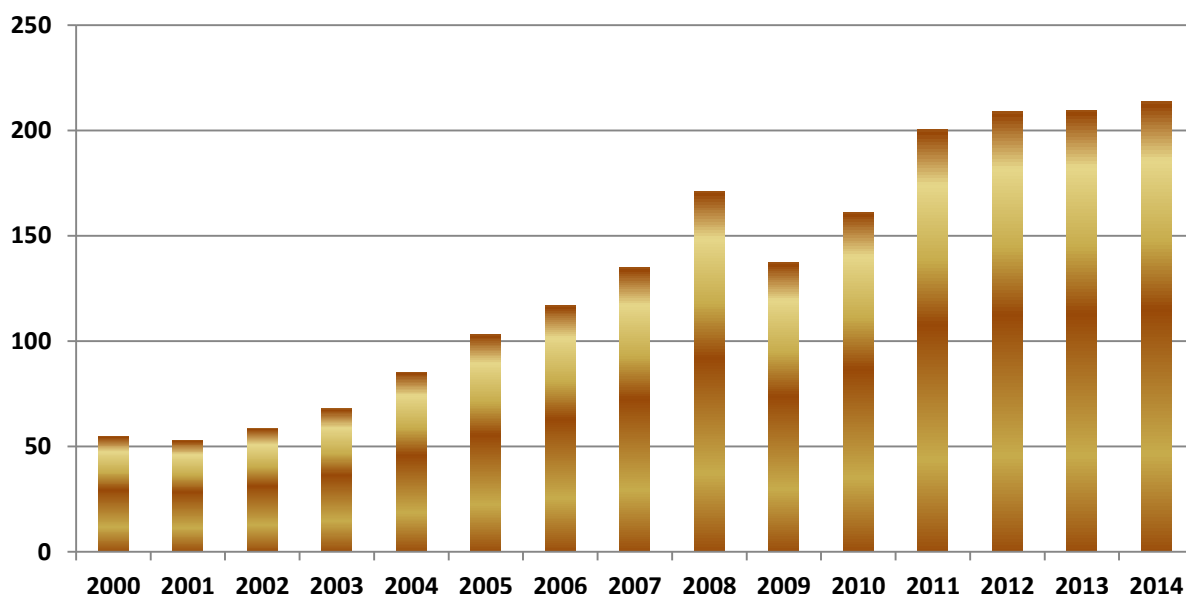


Figure.1.24. Evolution du PIB en Algérie (ONS, 2015a).

Ces résultats sont confirmés lorsque l'on examine l'évolution du PIB hors agriculture qui connaît une amélioration puisque son taux de croissance passe de 2.3% en 2013 à 3.9% en 2014.

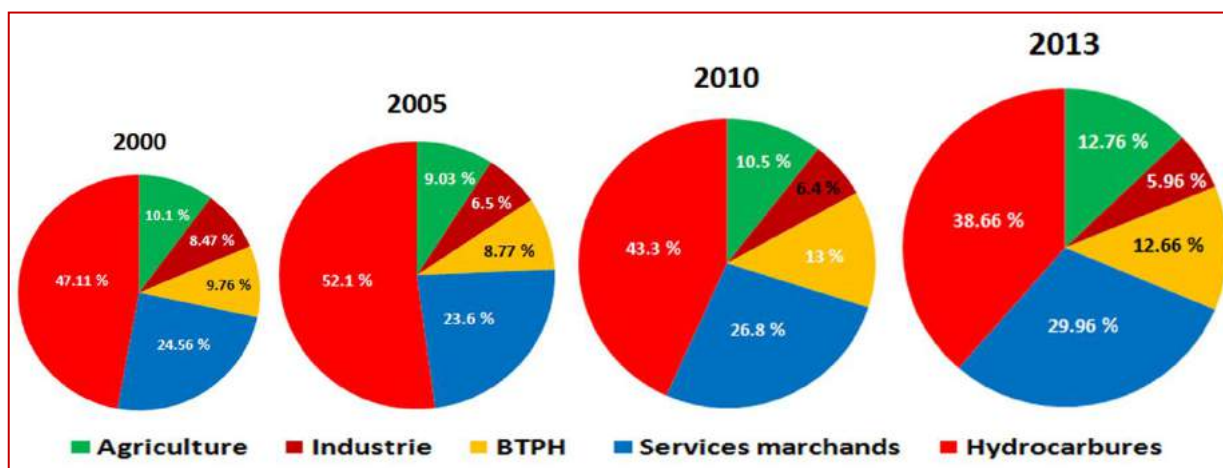


Figure 1.25. Evolution du PIB par secteur (ONS, 2015a).

Le secteur des hydrocarbures enregistre de nouveau une baisse d'activité, mais largement différente de celles enregistrées sur les neuf dernières années (depuis 2006), puisque la baisse enregistrée n'est que de 0.6 % et s'apparente à une stagnation de la production à son niveau de 2013 et peut en tout cas être annonciatrice d'une inversion de la tendance (ONS, 2015a).

1.3.3.3. Intensité énergétique

L'intensité énergétique finale est le ratio entre la consommation finale d'énergie et le PIB. L'intensité de l'énergie finale est un indicateur qui mesure l'efficacité énergétique de notre économie concernant la consommation finale énergétique dispatchée par la suite sur les secteurs économiques. La figure ci-dessous présente l'évolution de l'intensité énergétique finale en Algérie entre 2000 et 2013.

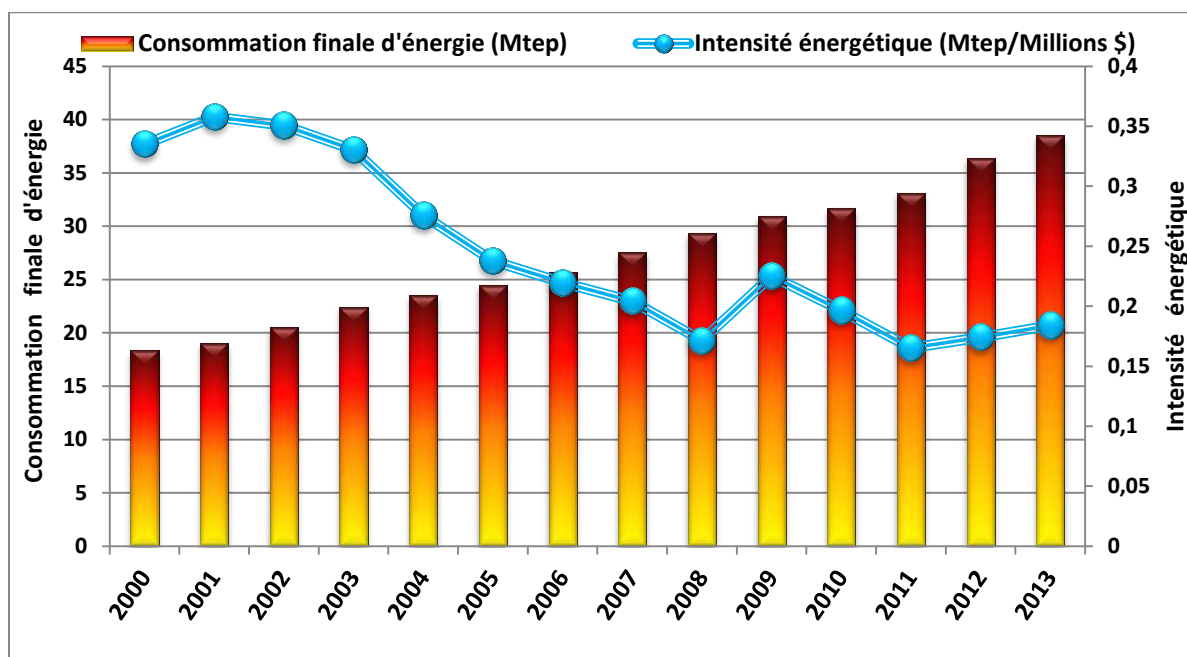


Figure 1.26. Evolution de l'intensité énergétique.

On distingue plusieurs tendances haussières et baissières dans d'autres de l'indice de l'intensité de l'énergie finale. Dans la figure.1.26, l'intensité énergétique varie entre un minimum de 0.17et 0.35 Mtep/M\$ comme maximum de cet indice enregistré au début de la période.

1.3.4. Situation environnementale

Les combustibles fossiles, pétrole, gaz et charbon, produisent en brûlant du dioxyde de carbone qui se répand dans l'atmosphère. L'air contient donc de plus en plus de ce dioxyde qui est considéré comme le principal gaz responsable de l'effet de serre et donc comme la principale cause du réchauffement de la planète constaté au cours des dernières décennies.

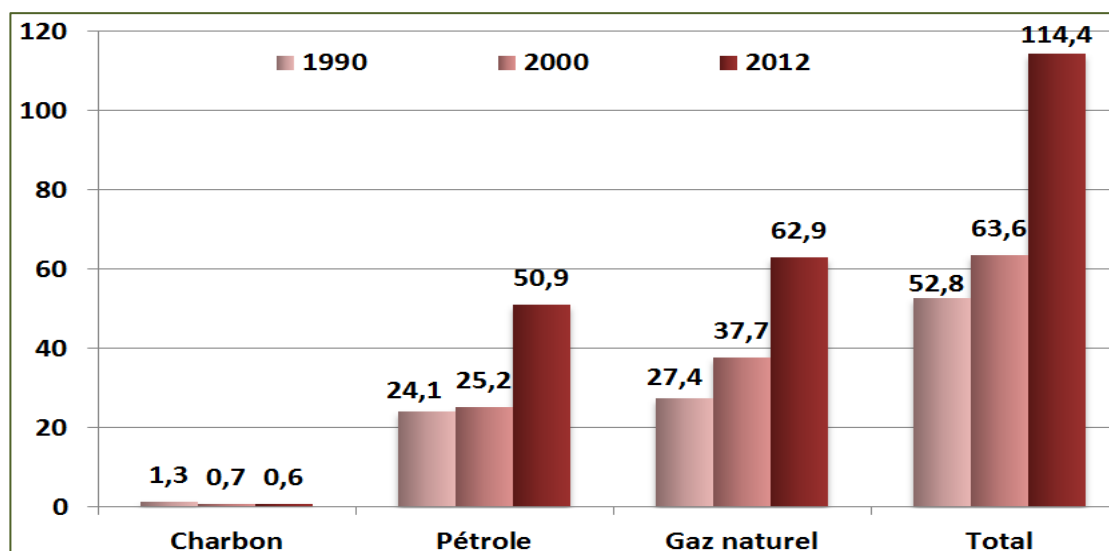


Figure 1.27. Emission du CO₂ par type combustible en Mt (AIE, 2014b).

L'utilisation de l'énergie, aux niveaux des différents secteurs et usagers, est la première source d'émissions de gaz à effet de serre. Si l'on tient compte du Potentiel de Réchauffement Global (PRG) à l'horizon de 100 ans de chaque gaz, les émissions brutes sont de 114.4 millions de tonnes équivalent CO₂. Sachant que la population de l'Algérie était estimée en 2012 à 38.48 million habitants, on a 2.97 t de CO₂ / habitant (UNFCCC, 2014).

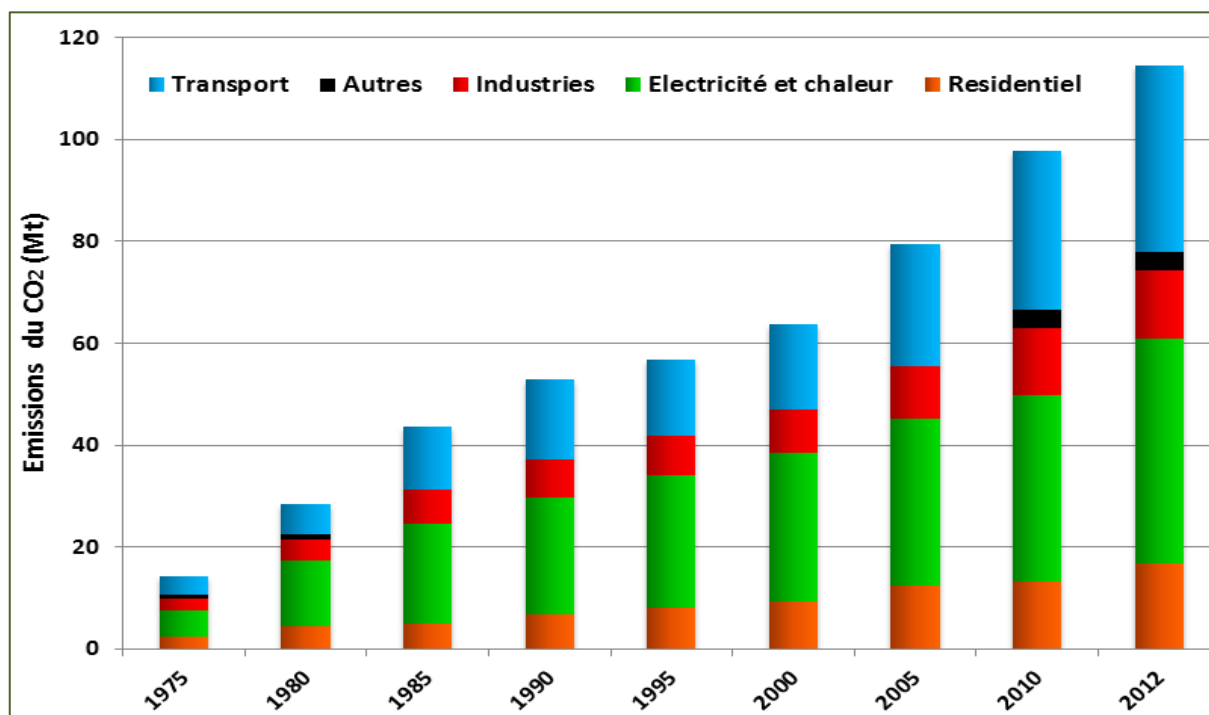


Figure 1.28. Bilan des émissions de CO₂ par secteur (AIE, 2014b)

La figure 1.28 montre que c'est essentiellement le secteur de l'énergie (Production d'électricité et chaleur) qui est responsable à plus des deux-tiers des émissions (66.92%). Le deuxième secteur émetteur du CO₂ est le transport avec un montant de en 2012.

1.4. Lutte contre les changements climatiques

1.4.1. Au niveau mondial

La prise de conscience mondiale a commencé avec la première conférence mondiale sur le climat à Genève en Suisse en 1979 (Dandres, 2012). Le sommet de la Terre à Rio de Janeiro au Brésil en 1992 a donné lieu à la signature de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC). C'est un traité non contraignant, actuellement ratifié par 194 États, qui fixe l'objectif « de stabiliser [...] les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique » (Nations Unies, 1992).

Certains problèmes environnementaux globaux comme le réchauffement climatique planétaire ou l'amincissement de la couche d'ozone ont nécessité l'application de mesures internationales telles que le protocole de Montréal en 1985 restreignant l'usage des substances nuisibles à la couche d'ozone ou le protocole de Kyoto en 1997 visant à réduire les émissions anthropiques de gaz à effet de serre (Dandres, 2012). Ce protocole fixe comme objectif pour les 38 pays les plus industrialisés du monde une réduction de 5 % de leurs émissions globales de six gaz à effet de serre (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆) par rapport aux niveaux observés en 1990. Ceci requiert avec une probabilité de 50 %, que la concentration atmosphérique en gaz à effet de serre ne dépasse pas les 450ppm (ppm : Partie par million : terme utilisé par les climatologues pour mesurer la concentration de gaz dans l'atmosphère.) et que les émissions de gaz à effet de serre soient divisées par deux par rapport à leur niveau de 1990 à l'horizon 2050, soit qu'elles soient divisées par trois par rapport à leur niveau actuel (Percebois et al., 2012). La figure suivante montre la chronologie des différentes négociations et conférences au sein de la CCNUCC.

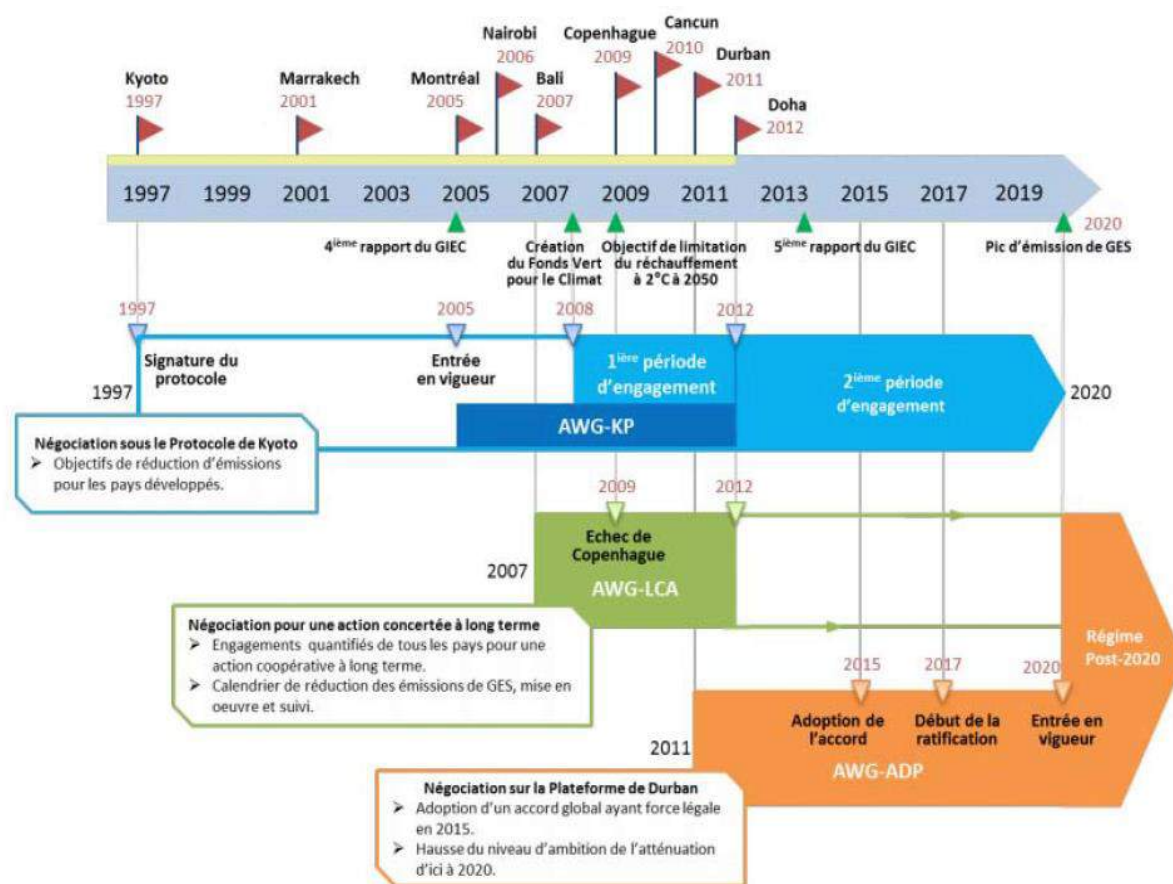


Figure 1.29. Frise chronologique des négociations au sein de la CCNUCC (Bedoy et al., 2013).

Lors de la conférence à Doha (Qatar) en 2012, un amendement a été ajouté au protocole de Kyoto pour fixer la durée de la deuxième période d'engagement et réviser à la hausse les engagements chiffrés en réduction des émissions de GES. L'objectif est de « réduire leurs émissions globales de ces gaz d'au moins 18 % par rapport au niveau de 1990 au cours de la période d'engagement allant de 2013 à 2020 » (Nations Unies, 2012).

La version 2015 du rapport sur le budget global du carbone relatif à l'année 2014 montre pour la deuxième année consécutive une stagnation des émissions de carbone (0.6 % par rapport à l'année 2013 pour atteindre 35.9 GtCO₂), associée à une croissance économique significative. Ce découplage entre réduction d'émission de carbone et croissance économique est considéré comme un signe positif à même de booster la transition vers des énergies propres (CDER, 2016b). Le 22 avril 2016, 175 pays ont signé au siège des Nations unies à New York l'accord de Paris sur le climat, destiné à ralentir le réchauffement de la planète, négocié en décembre dernier. Parmi les signataires, les États-Unis et la Chine, plus grands pollueurs du monde.

1.4.2. Au niveau national

Le potentiel du pays en hydrocarbures explique en grande partie cette situation, car l'Algérie est un grand exportateur d'hydrocarbures. En matière de protection de l'environnement et de préservation des ressources, un Schéma national d'aménagement du territoire (SNAT) a été élaboré en 2004 et se décline en plusieurs plans d'action sectoriels couvrant tout le territoire national. Le SNAT est chargé de la cohérence entre les projets de développement et les territoires devant en bénéficier, et du suivi de leur mise en œuvre en fonction d'études d'impact sur l'environnement.

Les gaz de torche, associés à la production d'hydrocarbures, représentent une source d'énergie valorisable. Les gaz torchés sont issus de l'injection de gaz naturel dans l'exploitation des gisements de pétrole. Quand le gaz remonte en surface avec le pétrole liquide, une partie de ce gaz est brûlée, donc rejetée dans l'atmosphère. Au cours de la dernière décennie, l'Algérie a mis en œuvre un plan visant à réduire le torchage du gaz par le réinjecté. Aujourd'hui, l'Algérie réinjecte le plus de gaz à l'échelle mondiale parmi les 20 plus grands producteurs de gaz: en 2009, près de 47% de la production brute a été réinjecté, ce qui équivalait à environ 93 Mdm³. En 2013, L'Algérie a obtenu le prix de la réduction des gaz torchés pour récompenser son action dans ce domaine, mais il reste encore des millions de m³ torchés chaque année (Michaut, 2013). La Banque mondiale a estimé la quantité de gaz torché en Algérie à l'équivalent de 6.5 Mdm³/an, une quantité qui peut être récupérée sur place et utilisée pour alimenter des turbines à basse pression et produire de l'électricité. En plus d'être une solution pour prévenir le torchage du gaz, la réinjection de gaz est nécessaire pour maintenir la pression d'huile et le champ de condensats et donc des niveaux de production.

L'Algérie a été parmi les pays à soumettre au Secrétariat de la CCNUCC. Elle prévoit de réduire, à l'horizon 2030, ses émissions de gaz à effet de serre entre 7 % (avec ses fonds propres) à 22 % (conditionné à l'aide internationale). Le Premier Ministre a institué un Comité National Climat constitué de 7 ministères plus le CNES et chargé de suivre la question des changements climatiques en Algérie (CDER, 2016b).

1.5. Cadre législatif et institutionnel

Depuis le sommet de Johannesburg en 2002, l'Algérie a intensifié ses actions dans le domaine de la protection de l'environnement et du développement durable, donnant ainsi une place prépondérante aux aspects sociaux et écologiques dans ses choix de modèle de société.

Le gouvernement Algérien a mis en œuvre une Stratégie Nationale de l'Environnement et un Plan National d'actions pour l'environnement et le développement durable (PNAE-DD) qui (MATE, 2001):

- impliquent l'ensemble des ministères et des services déconcentrés, les collectivités locales et la société civile, dont le rôle est d'être une force de propositions ;
- visent à intégrer la viabilité environnementale dans la stratégie de développement du pays (induire une croissance durable et réduire la pauvreté) ;
- mettent en place des politiques publiques efficaces visant à régler les externalités environnementales d'une croissance liées à des activités initiées de plus en plus par le secteur privé.

Cette stratégie, dont les principaux objectifs sont : l'amélioration de la santé et de la qualité de vie; la conservation et l'amélioration de la productivité du capital naturel, la réduction des pertes économiques et l'amélioration de la compétitivité, enfin, la protection de l'environnement régional et global, s'est traduite dans les faits par (MATE, 2001) :

- le développement du cadre législatif et réglementaire, le renforcement des capacités institutionnelles et l'introduction d'instruments économiques et financiers ;
- la mobilisation d'investissements importants, à travers le démarrage des premiers chantiers de l'environnement, pour enrayer la dégradation de l'environnement, voire renverser certaines tendances négatives observées.

A cet effet, de nombreuses actions en faveur du développement durable sont réalisées. Sur le plan législatif et réglementaire, plusieurs lois dites de 2^{ème} génération pour un développement durable ont été promulguées (MATE, 2001):

- Loi n°03-10 du 19/07/2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable ;
- Loi n°01-19 du 12/12/2001 relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets ;
- Loi n°04-09 du 14/08/2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

1.6. Programme National des Energies Renouvelables (PNER)

1.6.1. Objectifs du PNER

Le Programme national de développement des énergies nouvelles et renouvelables (ER) et d'efficacité énergétique pour la période 2011-2030 ambitionne de produire 40% de la consommation nationale d'électricité à partir des filières solaire et éolienne (SONELGAZ, 2012).

Ce programme prévoit l'installation d'une puissance de près de 22,000 MW, avec 12 000 MW destinés à la satisfaction de la demande nationale et 10,000 MW à l'exportation. Le déploiement de ce programme sera mené en trois phases :

- 2011-2013 : réalisation de projets pilotes pour expérimenter les différentes technologies disponibles ;
- 2014-2015 : début de déploiement du programme ;
- 2016-2020 : déploiement à grande échelle.

La stratégie de prise en charge de ce programme se décline selon cinq axes fondamentaux:

- La formation de la ressource humaine
- La recherche et le développement
- La réalisation d'études stratégiques
- La maîtrise de l'engineering et de l'EPC
- La fabrication des équipements

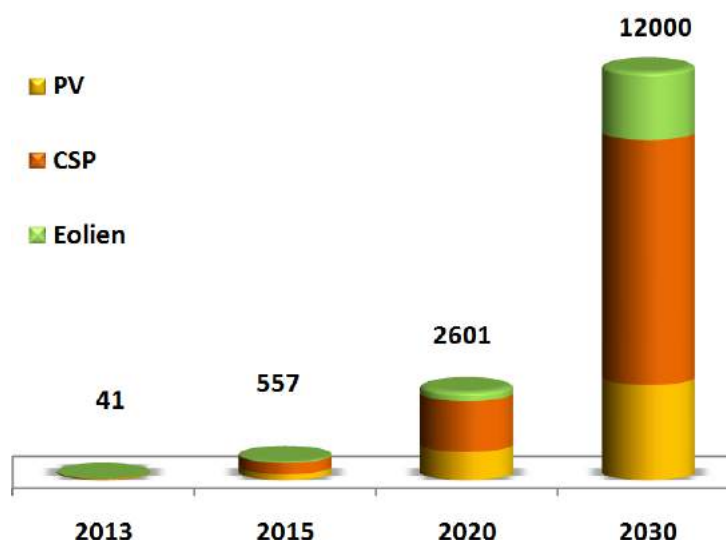


Figure 1.30. Evolution de la production des énergies renouvelables selon le PNER

La mise en œuvre de ce programme sous l'égide du Ministère de l'Energie et des Mines sera ouverte aux opérateurs publics et privés. Pour coordonner l'effort national en la matière, un Commissariat aux énergies renouvelables sera mis en place tout comme la création d'instituts de formations supérieures, de centres de recherche, de contrôle et d'expérimentation et autres structures de perfectionnement dans les différents métiers liés aux ER (SONELGAZ, 2012).

Le gouvernement a adopté, récemment, un programme de développement des énergies renouvelables dans une version actualisée qui prévoit de produire 22,000 MW sur la période 2015-2030 avec une part de près de 27% dans la production d'électricité. La révision de ce programme porte essentiellement sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie et sur le report du développement du solaire thermique (CSP) jusqu'à 2021 en raison de ses coûts encore élevés, précise le ministère (CDER, 2015).

Par filières technologiques, le solaire photovoltaïque participera à la réalisation de ce programme à hauteur de 13,575 MW, l'éolien à 5,010 MW, la biomasse à 1,000 MW, la cogénération à 400 MW et la géothermie à 15 MW. La réalisation de ce programme permettra d'atteindre, à l'horizon 2030, une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité (CDER, 2015).

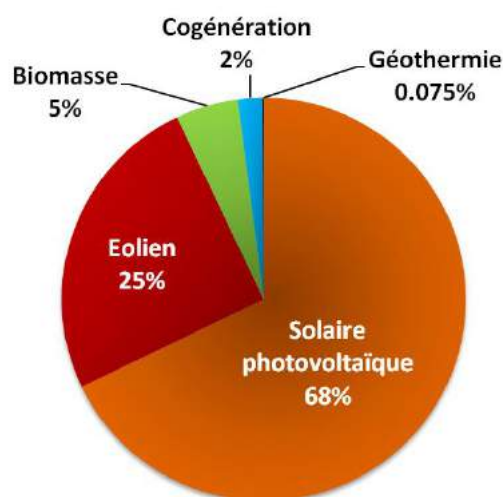


Figure 1.31. Répartition des énergies renouvelables selon le nouveau programme révisé en 2015.

La réalisation de ce nouveau programme est ouverte aux investisseurs des secteurs public et privé nationaux et étrangers. La mise en œuvre de ce programme bénéficie de l'apport substantiel et multiforme de l'état qui intervient notamment à travers le Fonds national des énergies renouvelables et cogénération (FNERC), alimenté par un prélèvement de 1% de la redevance pétrolière.

1.6.2. Principales actions réalisées

L'année 2015 a été marquée par l'adoption par le gouvernement de l'actualisation des programmes de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Le programme national des énergies renouvelables vise à installer une capacité de 22,000 MW à l'horizon 2030 et celui de l'efficacité énergétique qui ambitionne d'économiser 9 % d'énergie d'ici 2030. Dans le rapport de 2015 du "Climate Change Performance Index", l'Algérie a gagné 10 places par rapport à l'année 2014 et se classe à la 39ème place grâce à son programme d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique. En 2016, on doit gagner davantage dans le classement grâce à la mise en service de 343 MW d'énergie solaire. (CDER, 2016b).

1.6.2.1. Energie solaire

a. Centrale hybride de Hassi R'Mel

La centrale hybride (solaire-gaz) de Hassi R'Mel, entrée en exploitation fin 2011, a une capacité de production de 150 MW dont 120 MW produits à partir du gaz et 30 MW à base d'énergie solaire. Elle a été réalisée dans le cadre d'une joint-venture de droit algérien, dénommée Solar Power Plant One (SPP1), entre NEAL et la société espagnole Abener, pour un investissement de 350 millions de dollars (SONELGAZ, 2012). Implantée dans la région de Tilghemt, à 25 km au nord du complexe industriel de Hassi R'Mel, cette centrale couvre une superficie de 152 ha dont 18 ha servent d'assiette à l'installation des équipements (224 collecteurs solaires d'une longueur de 150 m chacun) et à près de 3000 panneaux photovoltaïques (SONELGAZ, 2012).

b. Centrale solaire de Ghardaïa

Le 28 mars 2011, la Compagnie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz (CEEG), mandatée par la Société de Production d'Electricité (SPE), a procédé à l'ouverture des plis des offres techniques relatives à la réalisation d'une centrale solaire photovoltaïque à Ghardaïa

qui est implantée à Oued Nechou (10 km au nord de la commune de Ghardaïa), sur une superficie de dix hectares (SONELGAZ, 2012).



Figure 1.32. Centrale photovoltaïque de Ghardaïa (ME, 2015c).

Une centrale photovoltaïque est entrée en service le 11 juillet 2014. D'une puissance de 1,1 MW, elle est dotée de 6.032 panneaux photovoltaïques (ME, 2015c).

c. Réalisation d'une Centrale solaire à Djanet

La centrale de Djanet d'une capacité de 3 MW qui a été mise en service le 19 février dernier. S'étendant sur une superficie de six hectares, cette centrale est située à 10 km au Sud-ouest de la commune de Djanet (wilaya d'Ilizi)(ME, 2015c).



Figure 1.33. Centrale photovoltaïque de Djanet (ME, 2015c).

La diversification des sources de production de l'électricité, cette centrale photovoltaïque permettra la préservation des ressources primaires (économie des

combustibles fossiles: gaz et fuel) et la protection de l'environnement par la réduction des émissions des gaz à effet de serre.

d. Fabrication de modules photovoltaïques (Rouiba Eclairage)

La Compagnie d'Engineering de l'Electricité et du Gaz (CEEG) et le Groupement Allemand Centrotherm/Kinetics ont signé le 25 avril 2011 le contrat de réalisation de l'usine de fabrication de modules photovoltaïques de Rouiba Eclairage d'une puissance totale de 116 MW/an (Sonelgaz, 2012).

Au-delà de la production de panneaux solaires photovoltaïques, Sonelgaz compte encourager la fabrication locale de certains constituants de la chaîne solaire, réunir les conditions indispensables pour l'émergence d'une industrie locale du solaire photovoltaïque, concrétiser la politique d'intégration nationale et développer les compétences nationales.

e. Construction d'un complexe industriel pour la fabrication du silicium

Le Groupe Sonelgaz a lancé un appel à manifestation d'intérêt pour la création, en partenariat, d'une société par actions qui aura pour mission d'assurer l'étude de faisabilité, l'engineering, l'acquisition, la construction et la mise en service d'un complexe industriel pour la fabrication du silicium grades métallurgique et solaire ainsi que la commercialisation en Algérie des produits fabriqués (SONELGAZ, 2012).

Ce complexe industriel sera constitué de deux usines : l'une pour la fabrication du silicium grade métallurgique et l'autre pour la fabrication du silicium grade solaire. La capacité de production annuelle de ces deux usines est respectivement, d'environ 3 000 et 2 500 tonnes. D'autres produits seront fabriqués au niveau de la première usine (Sonelgaz, 2012). En 2015, l'industrie du renouvelable a été renforcée par l'entrée en production de l'unité de fabrication de l'entreprise Nationale de l'industrie électronique (ENIE) d'une capacité annuelle de 25 MW (CDER, 2016b).

1.6.2.2. Energie éolienne

a. Ferme éolienne à Adrar

Le Groupe Sonelgaz, en partenariat avec le Consortium algéro-français CEGELEC, a lancé en 2011, la réalisation d'une ferme éolienne à Adrar, projet qui lui servira d'opération test avant sa généralisation.

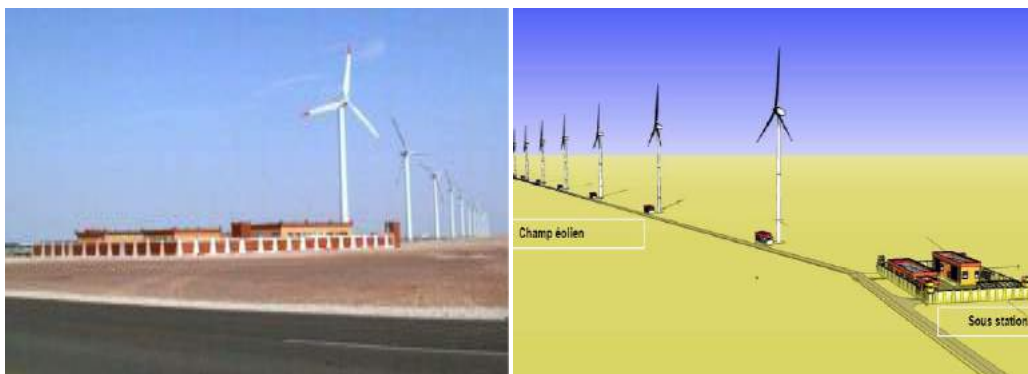


Figure 1.34.Ferme éolienne d'Adrar (CEEG, 2014)

D'une capacité de 10 MW, cette centrale de production d'électricité sera implantée à Kabertene, à 73 km au nord de la ville d'Adrar, sur une superficie de 30 hectares. Les délais de réalisation de cette infrastructure sont de 24 mois (Sonelgaz, 2012).

Chaque kWh produit par la ferme éolienne d'Adrar (environ 1000 tonnes de CO₂ évité/an) et la centrale photovoltaïque de Ghardaïa (environ 130 tonnes de CO₂ évité/an) évite la production de kWh fossiles et réduit par conséquent les émissions des gaz à effet de serre (CEEG, 2014).

1.6.2.3. Autre actions

- En 2015, des réalisations des centrales photovoltaïques par l'entreprise SKTM a été accélérées, la filiale Sonelgaz dans les hauts plateaux et dans le sud (Djanet, Adrar, Ain Salah, Tindouf, Tamanrasset, Naâma, Ouargla, Laghouat, M'sila, Djelfa, Souk-Ahras, El-Dayath, Sidi-Bel Abbès, Bordj Bou Arreridj) soit une puissance totale installée de 268 MW (CDER, 2016b).

- La réalisation d'une ferme éolienne de 20 MW à Khenchela ainsi que la réalisation d'une centrale électrique géothermique de 5 MW dans la région de Guelma (ME, 2015c).

- L'acquisition de 10 stations de mesures météorologiques pour mesurer les paramètres météorologiques nécessaires pour la réalisation des projets ER (solaire et éolien). les paramètres météorologiques (CEEG, 2014):

- Vitesse et direction du vent,
- Irradiations solaires,
- Température,
- Humidité,
- Pression et précipitation.

- Par ailleurs, le Ministère de l'Agriculture, de la Pêche et de Développement Rural, a renforcé l'installation de kits solaires pour l'électrification et pour le pompage d'eau dans les hauts plateaux et les sites isolés. Dans ce cadre, le CDER a procédé à l'installation de plus de 1000 kits solaires pour l'électrification et le pompage (CDER, 2016b).

1.7. Conclusion

Les combustibles fossiles sont largement responsables de la production de CO₂ relargué dans l'atmosphère, et du changement induit sur le climat. Les énergies renouvelables représentent une solution à ce problème. Cependant, seules, elles n'arriveront pas à répondre à nos besoins futurs en énergie et à remplacer les ressources fossiles. La constatation de pertes considérables d'énergie a poussé la recherche à découvrir des solutions alternatives pour les récupérer. Parmi ces découvertes, la récupération des gaz échappements au niveau des centrales électriques (cogénération, valorisation énergétique des déchets et le captage et conversion du CO₂ qui permet de le convertir en carburant comme le méthanol.

Le panorama qui vient d'être dressé ci-dessus permet de bien mettre en exergue toute l'importance de la récupération d'énergie sur le plan économique, énergétique et environnemental en Algérie. Le secteur énergétique renferme une part importante de gisements ce qui incite les acteurs du secteur à mettre en place des politiques énergétiques et environnementales. Le recours à la modélisation prospective s'avère ainsi pertinent afin de mesurer l'apport de la récupération d'énergie dans les engagements pris par l'Algérie en matière de consommations énergétiques et d'émissions de CO₂.

Chapitre 2

Etat de l'art de la récupération d'énergie

2.1. Introduction

Rien ne se perd, tout se transforme, disait Lavoisier. Des milliards de kilowattheures s'évaporent chaque jour dans la nature. Avec l'augmentation constante des prix de l'énergie, la nécessité d'optimiser l'utilisation de l'énergie et sa récupération est en forte croissance. Les actions des gouvernements sur les populations pour que celles-ci deviennent respectueuses de l'environnement et réduisent les émissions de CO₂ à un strict minimum, soulignent l'importance de la récupération de l'énergie. Le principe de la récupération de l'énergie est de transformer l'énergie non exploitée en électricité, chaleur ou froid. La détente d'un fluide tel que le gaz transforme l'énergie cinétique en énergie mécanique. C'est une conversion à petite échelle ou à grande échelle.

L'objectif de ce chapitre est de réaliser un état de l'art sur des nombreuses formes d'énergie qui sont disponibles dans notre environnement et sont potentiellement récupérables (la récupération d'énergie mécanique issue des vibrations, la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement par le biais de la cogénération, la technologie « CSC » le captage et stockage du CO₂, la récupération et valorisation des déchets etc.). Ainsi que les procédés de récupération et de valorisation des énergies. Il présentera les différentes ressources et des systèmes de récupération d'énergie à bas et haut niveau de température. Nous rappelons en particulier les ordres de grandeur des puissances récupérées, allant de la dizaine de nW jusqu'à la dizaine de MW.

2.2. Définition de la récupération d'énergie

La récupération d'énergie (Energy Harvesting en anglais) est un domaine en plein essor. En effet, si les systèmes de récupération d'énergie existent depuis très longtemps, comme les dynamos pour s'éclairer à vélo ou les allumes gaz mécaniques, de nouveaux systèmes ingénieux sont aujourd'hui mis au point pour récupérer l'énergie depuis de multiples sources. La récupération d'énergie consiste à exploiter les sources d'énergie faibles et diffuses présentes dans notre environnement. Le terme "Energy Harvesting" peut également être traduit en "récolte d'énergie" ou "moissonnage d'énergie". En fait, cela s'apparente aussi dans certains cas à un recyclage de l'énergie utilisée...

Pour faire de la récupération d'énergie, différentes techniques peuvent être employées: exploiter les mouvements d'un corps, la chaleur, les vibrations ou encore les ondes électromagnétiques. De nouvelles découvertes scientifiques permettent aujourd'hui d'exploiter plus facilement ces sources d'énergies. Les avancées dans le domaine des nanotechnologies permettent notamment de créer des systèmes miniatures et très sensibles pour récupérer de faibles sources d'énergies mais suffisantes pour faire fonctionner de petits capteurs sans-fils. Certaines technologies peuvent s'implanter dans nos chaussures pour récupérer une partie de l'énergie dépensée lors de la marche. Il est aussi possible de créer de l'électricité en exploitant la chaleur dégagée par les ordinateurs.

2.3. Classification

La récupération d'énergie est la conversion de l'énergie provenant d'une source gratuite en une autre forme utile, notamment en électricité. De manière conventionnelle on parle de récupération d'énergie pour les dispositifs de petite échelle, de l'ordre du centimètre ou en dessous et on parle de production d'énergie pour les dispositifs de grande échelle, au-dessus du mètre.

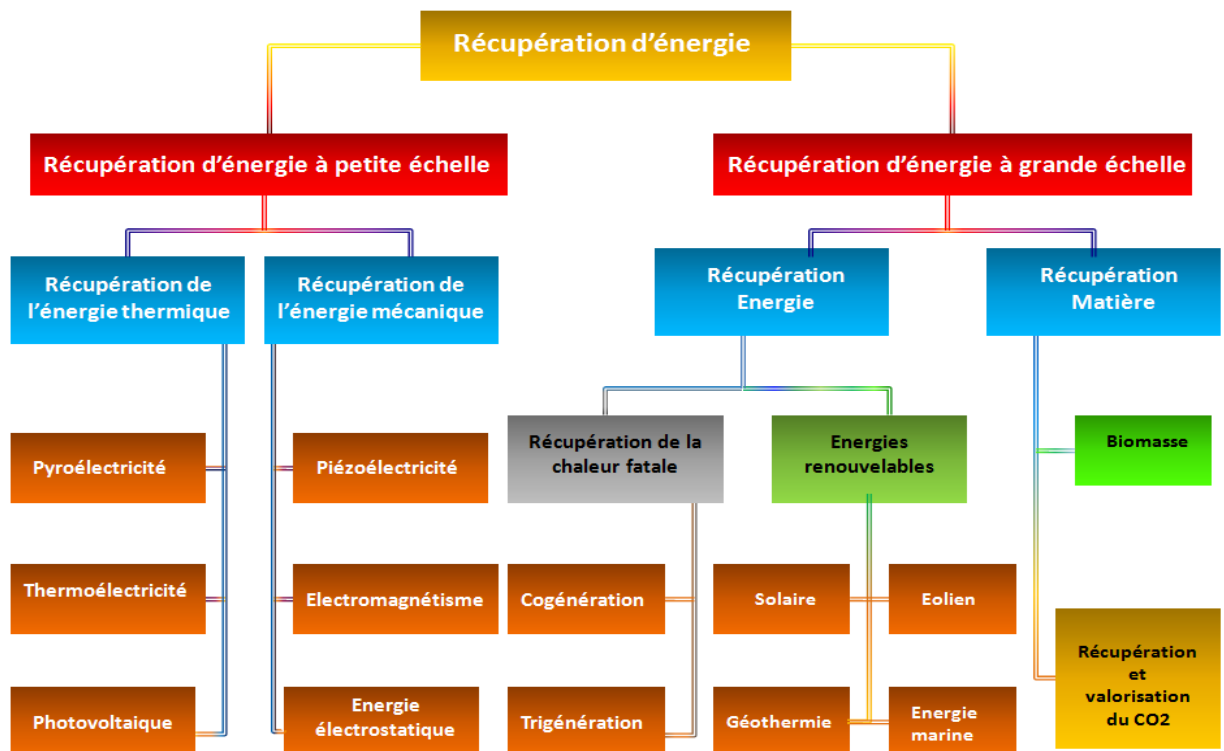


Figure 2.1. Classification de la récupération d'énergie par échelle de puissance récupérée.

La même technologie peut servir dans les deux buts. C'est le cas notamment des cellules solaires, qui sont utilisées pour produire de l'énergie pour les ménages et également pour récupérer l'énergie nécessaire pour faire fonctionner des petits dispositifs, comme les montres ou les calculatrices. La différence entre les deux types d'usage est donc déterminée par l'échelle des dispositifs (Puscasu, 2014). Dans qui suit, nous détaillerons ces technologies.

2.4. Récupération d'énergie à petite échelle (ambiante)

Un domaine d'activité relativement récent, datant des années 90, est celui de la récupération d'énergie ambiante, notamment celle présente dans l'environnement humain. La récupération d'énergie a pour vocation d'alimenter des appareils électroniques portables ou fixes, pouvant être communicants, dans un souci de les rendre autonomes énergétiquement. Les puissances mises en jeu dans ce cas sont faibles, de l'ordre du microwatt au watt. Cette auto-alimentation est d'autant plus envisageable que les nouvelles technologies électroniques disponibles sont de plus en plus sobres en énergie (Lossec, 2011).

Pour faire de la récupération d'énergie a petite échelle, différentes techniques peuvent être employées : exploiter les mouvements d'un corps, la chaleur, les vibrations ou encore les ondes électromagnétiques. De nouvelles découvertes scientifiques permettent aujourd'hui d'exploiter plus facilement ces sources d'énergies.

Table 2.1: Densité de puissance de diverses technologies pour la récupération d'énergie ambiante (Arroyo, 2012).

Technologie	Densité de puissance
Photovoltaïque extérieur (cellule de rendement 15%, irradiance incidente de 100 mW/cm ³)	15000 µW/cm ³
Photovoltaïque extérieur (cellule de rendement 6%, irradiance incidente de 0,5 mW/cm ³)	30 µW/cm ³
Piézoélectrique (inserts dans chaussures)	330 µW/cm ³
Vibrations (Petit four à micro-ondes)	116 µW/cm ³
Thermoélectrique (pour un gradient de 10 °C)	40 µW/cm ³
Bruit acoustique (100 dB)	0,96 µW/cm ³

L'énergie récupérée peut en fait provenir de diverses ressources telles que mécaniques (vibratoires, mouvements. . .), thermiques (êtres vivants, machines. . .), photovoltaïques

(lumière solaire ou artificielle) et électromagnétiques hautes fréquences (ondes ambiantes ou dédiées). Ces ressources se révèlent souvent trop faibles pour répondre aux besoins actuels, en outre elles peuvent être complémentaires d'où l'importance d'évaluer l'intérêt d'en solliciter plusieurs pour une même application. De plus, la mise en place d'une gestion intelligente d'énergie caractérisée par l'optimisation des profils de consommation, permet d'accroître encore l'efficacité d'exploitation de ressources faibles en réalisant une meilleure adaptation temporelle production-consommation de l'énergie (Lossec, 2011). Les puissances produites étant suffisantes pour alimenter des dispositifs à basse consommation. Parmi ces derniers, on compte les capteurs sans fil, qui peuvent être alimentés avec des puissances aussi faibles que 10 μW (Puscasu, 2014).

2.4.1. Récupération de l'énergie mécanique

La récupération d'énergie mécanique consiste à convertir l'énergie mécanique ambiante en énergie électrique. Cette ressource est disponible dans bon nombre d'environnements, notamment sous forme de vibrations, d'impacts ou d'autres types de déplacement. La récupération d'énergie cinétique est possible dans des contextes d'applications liés à l'industrie, aux transports, aux structures ou encore au mouvement humain (Monthéard, 2014).

La puissance mécanique disponible pour un volume de 1 cm^3 de matière est d'environ 100 μW pour les vibrations, qu'elles proviennent d'un moteur de voiture, ou des machines utilisées au quotidien. Des vibrations plus fortes sont produites dans l'environnement industriel (exemple: machine 3 axes). Les chocs, bien qu'ayant des fréquences plus réduites, constituent une source de puissance plus grande, du fait des amplitudes plus importantes des déformations produites. Entre 1 et 10 mW/cm^3 sont disponibles lors des mouvements du corps humain (exemple : bras, jambes, talons) (Puscasu, 2014).

Tableau 2.2 : Sources mécaniques ambiantes (Poulin-vittrant, 2011).

Source de vibrations	Accélération (m/s^2)	Fréquence (Hz)
Socle d'une machine à trois axes	10	70
Robot de cuisine	6,4	121
Sèche-linge	3,5	121
Encadrement de porte après la fermeture de la porte	3	125
Petit four micro-ondes	2,25	121

Ventilations dans un bureau	0,2 à 1,5	60
Parquet avec des personnes qui marchent dessous	1,3	385
Machines à pain	1,03	121
Fenêtre donnant sur l'extérieur à côté d'une rue bruyante	0,7	100
Ordinateur portable en train de lire un CD	0,6	75
Machine à laver	0,5	109
1 ^{er} étage d'un bâtiment abritant des bureaux	0,2	100
Réfrigérateur	0,1	240

La puissance disponible est donc suffisamment grande pour l'alimentation de dispositifs autonomes. Plusieurs techniques ont été mises en œuvre pour la récolter. On distingue les techniques classiques de conversion : électromagnétique, piézoélectrique et capacitive (Puscasu, 2014).

2.4.1.1. Piézoélectricité

Une autre modalité pour transformer l'énergie mécanique en électricité est la conversion piézoélectrique. Le principe consiste dans l'apparition d'une différence de potentiel entre deux faces d'un matériau piézoélectrique qui est soumis à une déformation (Figure 2.2). L'application classique des matériaux piézoélectriques est la détection sonore ou de mouvement. Ce sont les matériaux de choix pour la construction des microphones (Puscasu, 2014). La figure suivante illustre les deux modes les plus couramment employés pour la récupération d'énergie :

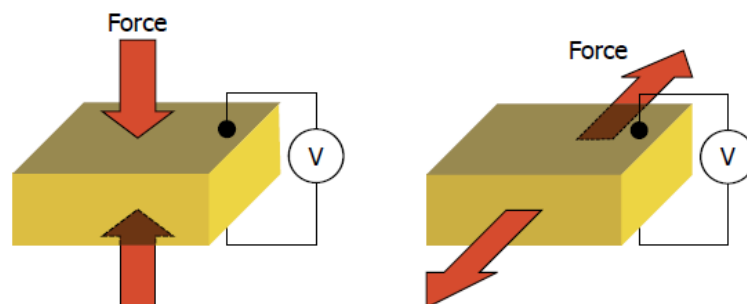


Figure 2.2. Principaux modes piézoélectriques employés pour la récupération d'énergie (Monthéard, 2014).

Les structures piézoélectriques conçues pour la détection peuvent être adaptées à la récupération de l'énergie mécanique. L'ajout d'une masse est nécessaire pour faire coïncider

la fréquence de résonance de la structure piézoélectrique avec la fréquence de sollicitation, ce qui maximise la puissance convertie. Ces structures permettent de récupérer des puissances autour de $100 \mu\text{W}/\text{cm}^3$ pour des fréquences d'environ 50 Hz (Puscasu, 2014). La densité d'énergie récupérable est de $56 \text{ mJ}.\text{cm}^{-3}$ pour les céramiques PZT, $0,60 \mu\text{J}.\text{cm}^{-3}$ pour les polymères PVDF et de $30 \text{ mJ}.\text{cm}^{-3}$ pour les piézo-composites type MFC (Jean-Mistral, 2008).

2.4.1.2. Electromagnétisme

Historiquement, la conversion électromagnétique a été la première méthode développée. Elle est largement utilisée à grande échelle, notamment dans les centrales électriques où l'énergie mécanique de l'eau ou de la vapeur est convertie en énergie électrique lors de la rotation d'une turbine. Des dispositifs de taille centimétrique ont été fabriqués pour la récupération de l'énergie. C'est le cas de la dynamo de vélo, et des dispositifs à rechargement mécanique comme les lampes de poche ou les radios (Puscasu, 2014).

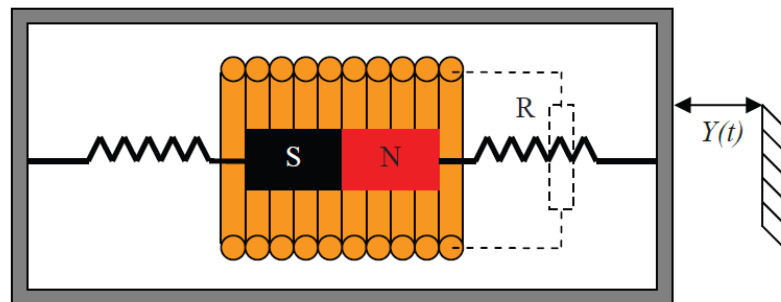


Figure 2.3. Schéma équivalent d'un système de récupération d'énergie mécanique par principe Electromagnétique (Ahmed Seddik, 2012).

La puissance développée par ces dispositifs dépend de l'accélération imposée par les vibrations et de la valeur de la masse mobile. Elle est autour de $100 \mu\text{W}/\text{cm}^3$ pour des fréquences de l'ordre de 100 Hz (Puscasu, 2014).

Beaucoup de chercheurs se sont intéressés à la récupération de l'énergie issue des ondes radio fréquence, vu le nombre de sources d'onde électromagnétique émise par l'homme dans notre environnement, notamment les appareils de télécommunication, les appareils électroménagers, les lignes haute tension...etc. Cependant, l'énergie récupérable décroît rapidement avec l'augmentation de la distance source-récepteur et avec la diminution de la taille du récepteur (récupérateur d'énergie). Yeatman et al., [10] montrent qu'un champ électrique de $1\text{V}/\text{m}$ ne permet pas de récupérer plus de $0,26 \mu\text{W}.\text{cm}^2$ [10] et il est peu courant

de trouver dans notre environnement ambiant un champ électrique de cette intensité sauf aux voisinages de sources puissantes comme les antennes GSM par exemple (Ahmed Seddik, 2012).

2.4.1.3. Energie électrostatique (Conversion capacitive)

Une troisième voie de récupération de l'énergie mécanique est la voie capacitive, dite aussi électrostatique. Le fonctionnement repose sur la variation d'une capacité, dont la charge est collectée sur une unité de stockage. La capacité variable peut être conçue de plusieurs manières (Figure 1.4). On distingue des capacités à entrefer et à chevauchement variable. L'électrode mobile peut osciller dans le plan ou hors du plan de la structure. Dans le cas d'une oscillation dans le plan (Figure 1.13 a, b) une structure en forme de peigne permet d'avoir des valeurs de capacité plus importantes (Puscasu, 2014).

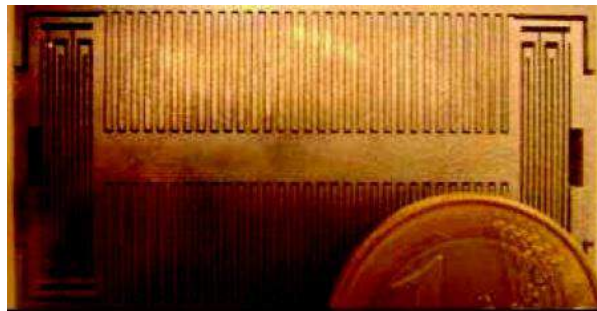


Figure 2.4. Structure de récupération d'énergie électrostatique (Ahmed Seddik, 2012). [6]

La puissance générée avec les récupérateurs capacitifs est de l'ordre de $1-10 \mu\text{W}/\text{cm}^3$ pour des fréquences de l'ordre de 10 Hz [6], pour des systèmes de taille centimétrique. Ce sont des valeurs inférieures au cas de la récupération électromagnétique ou piézoélectrique.

Tableau 2.3: Principaux résultats obtenus par principe électrostatique (Ahmed Seddik, 2012).

Puissance (μW)	Volume (mm^3)	Accélération (m/s^2)	Fréquence (Hz)	Référence
36	15000	12,8	6	Tashiro
11	100	2,3	100	Roundy
24	1586	4	10	Mitcheson
1,8	21780		1560	C-H. Yen
1000	18000	2	50	Despesse
0,061	61,5	2,5		Basset

50		1	50	Boisseau
----	--	---	----	----------

En revanche, des meilleures performances sont attendues pour ces récupérateurs à échelle microscopique, car le couplage électromécanique est amélioré du fait de l'augmentation des champs électriques importants (Puscasu, 2014).

2.4.2. Récupération de l'énergie thermique

La plupart des environnements sont le lieu d'échanges thermiques, où de l'énergie évacuée sous forme de chaleur peut être récupérée et convertie en électricité. La conversion d'un flux d'énergie thermique est possible grâce à deux propriétés différentes observées chez certains matériaux et alliages : la pyroélectricité et la thermoélectricité (Monthéard, 2014).

2.4.2.1. Pyroélectricité

De façon analogue à l'effet piézoélectrique, l'effet pyroélectrique correspond à la propriété qu'un matériau possède de se polariser lorsqu'il est soumis à des variations de température. Le pouvoir pyroélectrique est décrit par un coefficient p ($C.m^{-2}.K^{-1}$) reliant la variation du champ électrique à la variation de température (Monthéard, 2014).

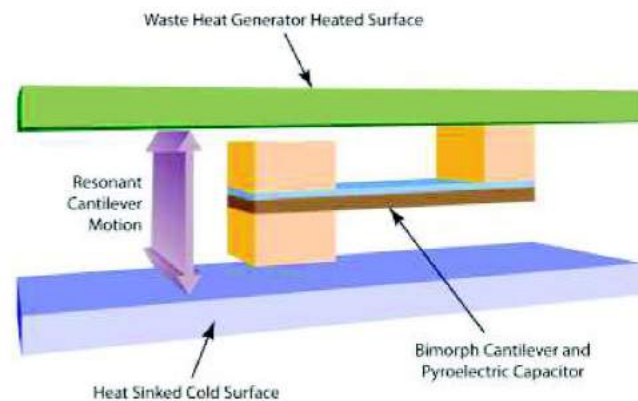


Figure 2.5. Système de récupération d'énergie thermique par principe pyroélectrique (Ahmed Seddik, 2012).

La puissance électrique générée par un PEG (Pyroelectricgenerator) est proportionnelle à la fréquence de variation de la température [78], c'est pourquoi il est généralement peu fréquent de trouver naturellement des environnements favorables à la conversion pyroélectrique (Monthéard, 2014).

2.4.2. 2. Thermoélectricité

Alors que la pyroélectricité permet de convertir des gradients temporels de température, les gradients de température spatiaux, nettement plus fréquents dans divers environnements courants, peuvent être exploités grâce à la thermoélectricité. Tout appareil émettant de la chaleur peut être source d'énergie. La thermoélectricité est la récupération de l'énergie résultant de la différence de température entre deux éléments (Monthéard, 2014). La conversion thermoélectrique est basée sur l'effet dit de Seebeck (Ahmed Seddik, 2012).



Figure 2.6. Différentes versions de générateurs thermoélectriques (Monthéard, 2014).

Les dispositifs thermoélectriques utilisés pour la récupération d'énergie sont également appelés TEG (Thermoelectricgenerator). La structure de base d'un TEG comprend un élément semi-conducteur dopé N associé à un autre élément dopé P. Ceux-ci sont électriquement connectés en série, mais en parallèle d'un point de vue thermique, c'est-à-dire que chaque élément est soumis au même gradient thermique (Monthéard, 2014).

Tableau 2.4 : Quelques résultats des systèmes de récupération de l'énergie thermique (Ahmed Seddik, 2012).

Puissance générée	Référence
0,16 $\mu\text{W/K}$ ($\Delta T=5\text{K}$) 10 mW/K ($\Delta T= 220 \text{ K}$)	(Chennault, 2008)
1,7 mW/K ($\Delta T=5\text{K}$) 25 mW.K ⁻¹ ($\Delta T= 70 \text{ K}$)	(Vullers, 2009)
14-60 $\mu\text{W.K}^{-1}.\text{cm}^{-2}$ ($\Delta T= 5 \text{ K}$)	(Mathuna, et al., 2003)

Applications:

- Montres : Citizen CTY66-0341 (2001) 1242 thermocouples, tension 515 mV/K, Precup = 13,8 μ W/K (source : J. Stockholm, JEEA 2002)
- Oxymètre communicant (conso 62 μ W)
- Vêtements « thermoélectriques » (matériaux nanostructurés)

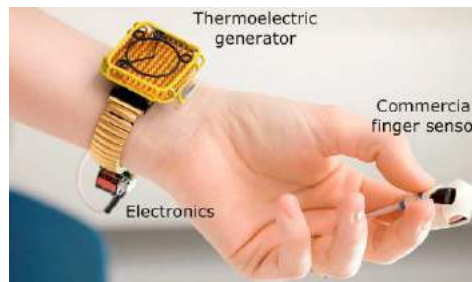


Figure 2.6. Oxymètre communicant (Poulin-vittrant, 2011).

2.4.2.3. Photovoltaïque

Une des sources d'énergie les plus exploitées actuellement est la lumière. Qu'elle provienne du soleil ou d'un dispositif d'éclairage artificiel, la lumière est convertie en électricité à l'aide des cellules photovoltaïques (Puscasu, 2014). De nouveaux films photovoltaïques mince, légers et même parfois transparents pourront bientôt être appliqués sur toutes sortes de surfaces.



Figure 2.7. Exemples de cellules photovoltaïques (Monthéard, 2014).

Les cellules solaires peuvent être fabriquées à partir de différents matériaux. On peut classer les cellules solaires parmi trois grandes générations (Monthéard, 2014):

- **1ère génération** : jonctions PN à base de silicium cristallin (c-Si) ;
- **2ème génération** : couches minces à base de silicium amorphe (a-Si) ou d'alliages comme les sélénures de cuivre-indium (CIS, CIGS, etc. . .) ;

- **3ème génération** : cellules de Grätzel (organiques), cellules multijonctions et à concentration.

La récupération d'énergie solaire est un domaine mature, dont les performances continuent à évoluer. On distingue plusieurs types de technologies, ayant des performances et des coûts variables (Puscasu, 2014).

La récupération d'énergie par capteurs n'est pas réservée aux fanatiques d'écologie, c'est un vrai marché qui devrait peser près de 4 Md de dollars en 2020. En effet, les équipements sans fils se multiplient et la récupération d'énergie est le moyen le plus écologique pour se passer de piles. Par ailleurs, les nouveaux moyens de récupérer l'énergie vont permettre de créer de nouveaux produits et des équipements totalement autonomes et donc très faciles à installer : stores électriques, luminaires d'ambiance, vitrages intelligents...

2.5. Récupération d'énergie à grande échelle

2.5.1. Cogénération

L'énergie du carburant non transformée en travail est dissipée soit en pertes par transfert thermique aux parois, soit en pertes à l'échappement. Plusieurs méthodes sont utilisées par les auteurs pour évaluer cette dernière forme de dissipation. Les pertes à l'échappement représentent en effet un potentiel élevé comparées aux autres pertes d'énergie, parce que la température des gaz d'échappement est relativement élevée (Ismail, 2014). Dans l'industrie, les procédés de fabrication consomment beaucoup d'énergie fossile ou électrique. Après utilisation, une très grande quantité d'énergie est rejetée dans l'environnement sous forme de liquide, de vapeur ou de gaz dont la température varie de 15 °C à plus de 250 °C.

Les rejets thermiques à basse température ou encore chaleur fatale constitue la chaleur qui peut être récupérée à plusieurs niveaux d'un processus industriel. Il s'agit donc de la chaleur produite par un processus dont le but premier n'est pas la production de cette chaleur. Pouvant être récupérée et valorisée, la récupération d'énergie à bas niveau de température s'inscrit fortement dans l'amélioration de l'efficacité énergétique (RECORD, 2012).

Une des technologies prometteuses pour satisfaire les critères de meilleure efficacité énergétique et de moindres émissions de gaz à effet de serre est la cogénération. Le principe de base de la cogénération est la production simultanée de chaleur et d'électricité à partir d'un

seul combustible. Elle utilise ainsi l'énergie thermique perdue dans les systèmes classiques de production d'énergie mécanique. Cette récupération de chaleur permet d'obtenir un rendement global plus élevé, se situant en moyenne autour de 75 à 85 % contre 40 à 55% dans les filières classiques (CLIP, 2004). Le principe et les technologies de la cogénération sont abordés plus en détail dans le chapitre 4.

2.5.2. Energies renouvelable :

2.5.2.1. Solaire

Le Soleil est à l'origine de nombreuses énergies renouvelables. Ainsi peut-on considérer l'énergie solaire comme une ressource énergétique renouvelable fondamentale dans le monde. Il y a cependant différentes sortes d'énergie solaire (PERACOD, 2011):

- la conversion directe de l'énergie solaire en électricité : le photovoltaïque;
- la conversion directe de l'énergie solaire en chaleur : le solaire thermique ;
- l'énergie solaire indirecte par la photosynthèse : la biomasse.

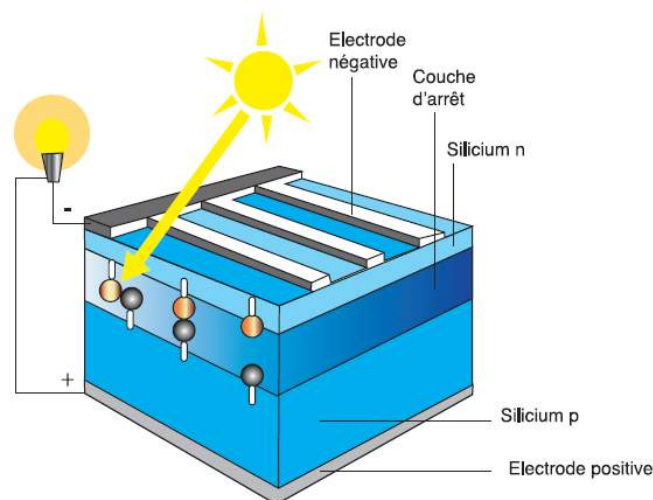


Figure 2.8. Structure d'un module photovoltaïque (PERACOD, 2011).

L'énergie solaire photovoltaïque commence à occuper une place importante dans la production électrique de certains pays, du fait de la baisse rapide de son coût qui a accru la compétitivité de l'électricité produite par l'énergie solaire photovoltaïque non subventionnée par rapport aux carburants fossiles, dans un nombre croissant d'endroits. En 2014, l'énergie solaire photovoltaïque a connu une nouvelle année de croissance record, avec une capacité installée estimée à 40 GW pour une capacité mondiale totale d'environ 177 GW (REN21, 2015).

Cette nouvelle capacité se situe principalement en Chine, au Japon et aux États-Unis. Toutefois, la diffusion des nouvelles installations s'est poursuivie dans d'autres pays et l'Amérique latine a connu une forte croissance dans ce domaine. D'importantes nouvelles capacités ont également été ajoutées dans plusieurs pays africains et de nouveaux marchés ont fleuri au Moyen-Orient. Bien que la plupart des marchés de l'Union européenne aient ralenti pour la troisième année consécutive, la région – en particulier l'Allemagne – a continué d'être au premier rang mondial pour sa capacité solaire photovoltaïque totale et sa contribution à l'approvisionnement en électricité (REN21, 2015).

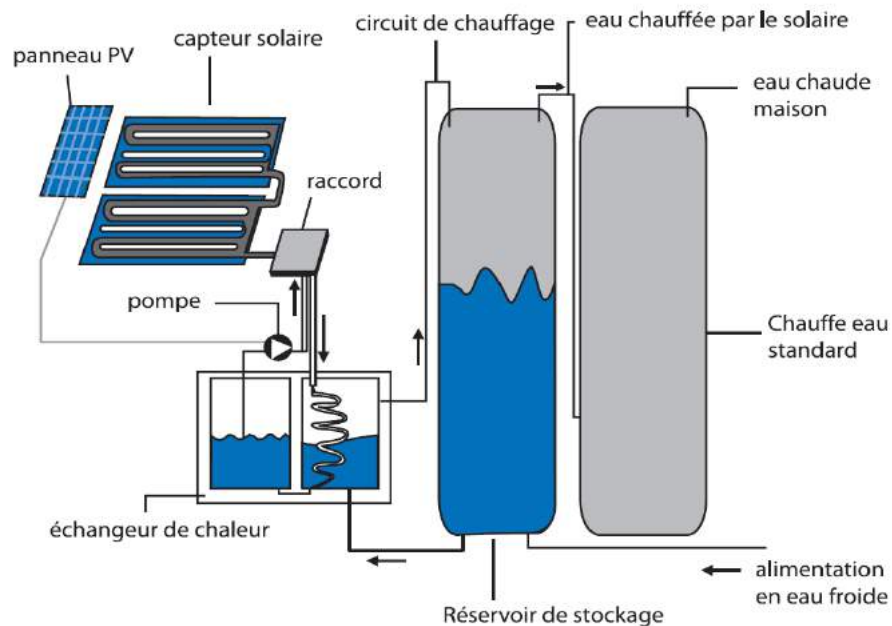


Figure 2.9. Principes d'un chauffe-eau solaire domestique (PERACOD, 2011).

Dans les centrales électriques solaires thermiques, le rayonnement solaire est exploité dans des capteurs qui en concentrent l'énergie. Les températures élevées ainsi générées sont utilisées pour faire tourner des moteurs traditionnels tels que turbines à vapeur, turbines à gaz ou moteurs Stirling (PERACOD, 2011).

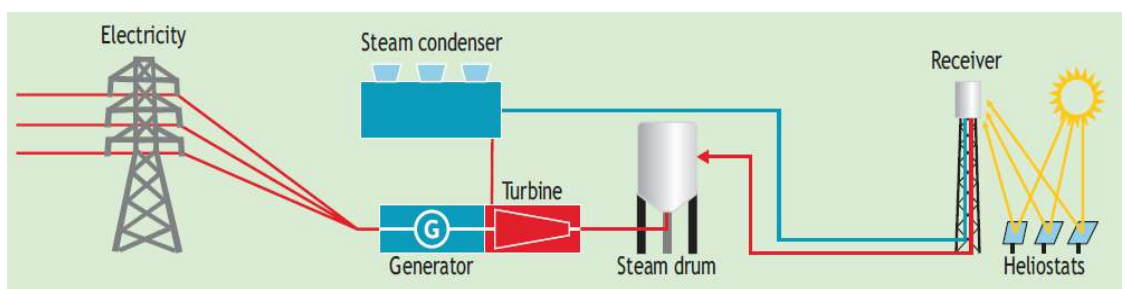


Figure 2.10. Technologie de la tour solaire (AIE, 2011).

Le marché des centrales solaires à concentration reste moins stable que la plupart des autres marchés de l'énergie renouvelable. Il a toutefois poursuivi sa forte croissance apparue il y a près de dix ans, et sa capacité totale a augmenté de 27 % à 4,4 GW. Bien que les centrales à miroirs cylindro-paraboliques aient continué d'assumer la majeure partie de la capacité existante, l'année 2014 a été exceptionnelle grâce à la diversification des technologies exploitées et à la mise en service des plus grands réflecteurs linéaires de Fresnel et centrales à tour au monde (REN21, 2015) .

Seuls les États-Unis et l'Inde ont ajouté des installations de centrales solaires à concentration à leurs réseaux en 2014. Cette activité a toutefois avancé dans la plupart des régions et c'est en Afrique du Sud et au Maroc que les marchés sont les plus dynamiques en termes de construction et de planification. L'Espagne a continué d'être au premier rang mondial pour sa capacité (REN21, 2015) .

2.5.2.3. Eolien

Le panorama de la technologie actuelle classe les éoliennes en deux catégories : les éoliennes à axe horizontal, les éoliennes à axe vertical.

a. Eolienne à axe horizontal

L'axe de leur rotor est parallèle au sol. Ce type d'éoliennes est généralement muni d'une hélice à trois pales assurant un bon rendement théorique. Le système de l'hélice à axe horizontal présente en effet le meilleur coefficient de puissance.

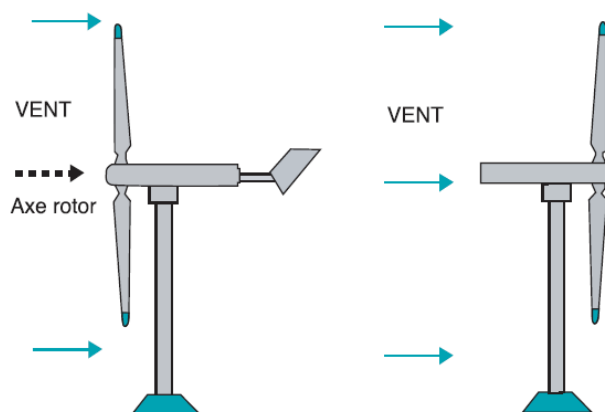


Figure 2.11. Schéma d'une éolienne à axe horizontal (PERACOD, 2011).

Actuellement, c'est lui qui offre les meilleures garanties sur les plans techniques et économiques. Ces aérogénérateurs nécessitent un dispositif d'orientation de la nacelle pour suivre la direction du vent. Certains captent le vent de face (au vent), d'autres de dos (sous le vent) (CETE Méditerranée, 2011).

b. Eolienne à axe vertical ou Vertical Axis Wind Turbine (VAWT)

L'axe de leur rotor est perpendiculaire au sol. Ces éoliennes captent le vent quelle que soit sa direction et ne nécessitent donc aucun dispositif d'orientation.

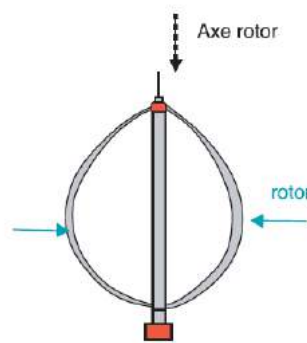


Figure 2.12. Schéma d'une éolienne à axe horizontal (PERACOD, 2011).

En théorie, elles devraient donc mieux s'adapter aux zones de vent irrégulier générant des turbulences. Dans la pratique, ce point n'est pas vérifié à ce jour. Le savoir-faire et le retour d'expérience sont moindres sur ce type de machines. En effet, elles n'ont pas bénéficié de l'expertise acquise sur les éoliennes industrielles exclusivement constituées de machines à axe horizontal. Néanmoins, cette technologie peut s'avérer pertinente pour de petites éoliennes. Quelques éoliennes de faible puissance à axe vertical commencent d'ailleurs à émerger (CETE Méditerranée, 2011).

2.5.2.4. Géothermie

La géothermie ou chaleur de la terre se présente sous forme de réservoirs de vapeur ou d'eaux chaudes ou encore de roches chaudes. Lorsque le réservoir géothermique est à une température modérée, cette ressource est exploitée pour de la production de chaleur distribuée par un réseau de chaleur. Lorsque la température du réservoir géothermique est plus élevée et permet de produire de la vapeur, il est possible de produire de l'électricité.

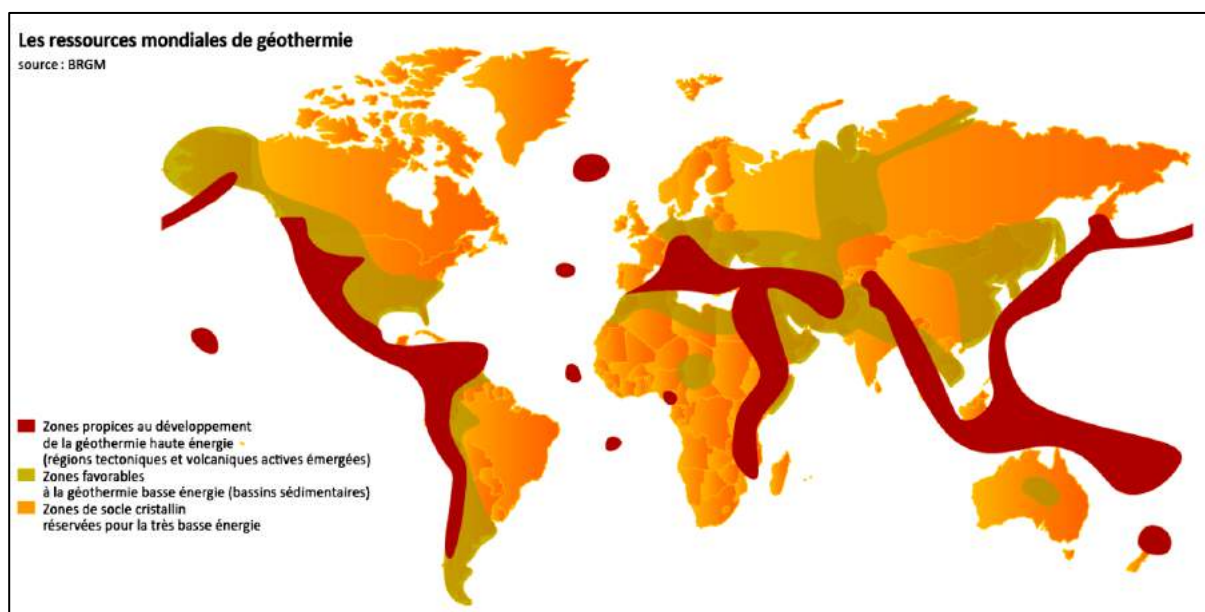


Figure 2.13. Ressources mondiales de la géothermie (ADEME et BRGM, 2012).

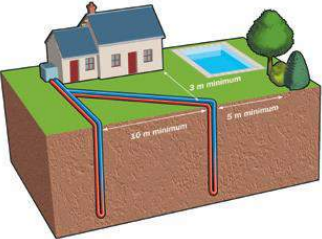
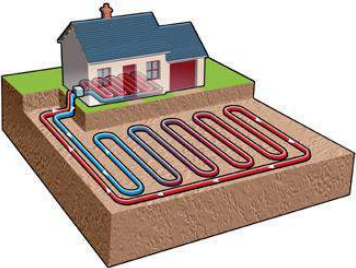
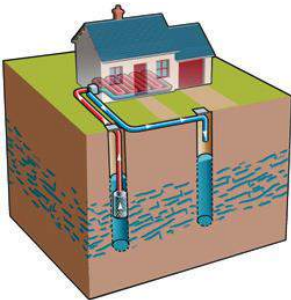
La géothermie a donné naissance à deux filières qui se distinguent par des technologies et des applications différentes (CETE Méditerranée, 2011):

- Production de chaleur pour la basse et très basse température.
- Production de l'électricité pour la haute et moyenne température.

Tableau 2.5 : Types de géothermie (CETE Méditerranée, 2011).

Type	Température	Profondeur	Utilisation
Très basse énergie	30 °C	Aquifères peu profonds	Climatisation si l'on y adjoint une pompe à chaleur
Basse énergie	Moins de 90°C	1 500 et 2 500 m	Production de l'électricité mais parfait pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles
Moyenne énergie	Entre 90 et 150°C	Inférieure à 1000 m	Production d'électricité
Haute énergie	Supérieures à 150°C	Entre 1500 et 3000 m	Production d'électricité

Tableau 2.6 : Méthodes de captage (ADEME et BRGM, 2012 ; CETE Méditerranée, 2011).

Méthode	Schéma descriptif
Captage vertical : Ce système présente un intérêt certain dans le terrain réduit, les performances sont plus élevées par rapport au capteur horizontal. La puissance au mètre linéaire varie en fonction du sous-sol. Pour chauffer une maison de 120 m² habitables, une sonde géothermique de 100 m de profondeur est suffisante.	
Captage horizontal : Le circuit est enterré de 60cm à 1,2m du sol. La surface de captage est de 1,2 à 1,15 la surface de la maison. De la surface de captage dépendra la performance énergétique de la maison. La zone de captage ne doit pas être étanche . La surface de capteurs nécessaire représentera environ 1,5 à 2 fois la surface habitable à chauffer. Pour une maison de 150 m², les capteurs occuperont donc entre 225 et 300 m² du jardin.	
Captage sur nappe phréatique ou l'hydrothermie : Le principe de fonctionnement est similaire que celui de la géothermie sauf que la chaleur est prélevée d'une nappe souterraine au lieu de l'être dans le sol. Pour le bon fonctionnement de ce système, il est nécessaire que la nappe se situe sous l'habitation (ou très proche), que sa température soit au minimum de 12°C, que sa profondeur n'excède pas 100m et il faut s'assurer de l'existence d'un débit suffisant tout au long de l'année.	

Une nouvelle capacité de production électrique géothermique d'environ 640 mégawatts (MW) a été mise en service, ce qui porte le total à près de 12,8 gigawatts (GW) pour une production estimée à 74 térawatts-heure (TWh) en 2014. La majeure partie de cette nouvelle capacité de production électrique géothermique a été installée au Kenya, ce qui souligne l'importance croissante accordée à l'énergie géothermique en Afrique de l'Est. Il est estimé que la capacité de consommation géothermique directe (chauffage) a été accrue de 1,1 GW en 2014 pour un total de 20,4 GW. La production de chaleur géothermique est pour sa part estimée à 263 Petajoules (PJ) en 2014 (73 TWh). Ces cinq dernières années, la capacité électrique totale a progressé au rythme moyen annuel de 3,6 % et la capacité de chauffage, à 5,9 %, selon les estimations. L'industrie géothermique continue de présenter un risque élevé au niveau du développement des projets et divers efforts sont déployés pour améliorer la position de ce risque dans les pays développés et en développement (REN21, 2015). Les centrales géothermiques émettent en moyenne 55 g de CO₂ par kWh, soit environ 10 fois moins qu'une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel (ADEME et BRGM, 2012).

2.5.2.5. Energie marine

La capacité de l'énergie marine, qui est dominée par la production d'énergie marémotrice, est restée stable à environ 530 MW en 2014. La quasi-totalité des nouvelles installations ont pris la forme de projets pilotes ou de projets témoins. Deux grandes entreprises spécialisées dans le développement de l'énergie houlomotrice ont affronté des vents contraires. L'Union européenne a lancé le Forum sur l'énergie marine en vue de rassembler les principaux acteurs, de résoudre les problèmes existants et de coopérer à l'avancée de l'énergie marine. Les technologies ont continué de se développer dans divers sites d'essai et ce sont les équipements d'énergie marémotrice et d'énergie houlomotrice qui ont le plus progressé parmi toutes les technologies d'énergie marine existant à ce jour (REN21, 2015).

On distingue principalement les sources d'énergie suivantes (PERACOD, 2011):

- l'énergie des vagues qui utilise la puissance du mouvement des vagues ;
- l'énergie marémotrice qui est issue du mouvement de l'eau créé par les marées (variations du niveau de la mer et courants de marée) ;
- l'énergie hydrolienne qui utilise les courants sous-marins ;
- l'énergie thermique des mers qu'on peut produire en exploitant la différence de température entre les eaux superficielles et les eaux profondes des océans;

- l'énergie osmotique : La diffusion ionique provoquée par l'arrivée d'eau douce dans l'eau salée de la mer est source d'énergie.

a. Energie des vagues

L'énergie houlomotrice désigne l'énergie d'origine cinétique et potentielle liée au déplacement de la surface de la mer sous l'action de la houle. Cette houle, créée par les zones de développement du vent soufflant sans obstacle sur la surface de l'eau, se transmet sur de très longues distances, avec très peu de perte par dissipation. L'énergie houlomotrice peut être considérée comme une énergie concentrée de l'éolien, la puissance des vagues étant proportionnelle à la puissance 5 de la vitesse du vent (CETE Méditerranée, 2011).



Figure 2.14. Energie des vagues (CETE Méditerranée, 2009).

L'énergie houlomotrice est une ressource de surface, présente dans les 20 premiers mètres de profondeur, pour un rendement (en moyenne annuelle) de l'ordre de 2,5kW/m de surface verticale perpendiculaire à la propagation de la houle intermittente et variable selon la météorologie et les saisons. Elle demeure d'une excellente prévisibilité à court terme. En outre, elle présente une durée annuelle de production équivalente à pleine puissance de 2 500 à plus de 4 000 h/an, avec un rendement plus fort en hiver qu'en été, ce qui est intéressant car en adéquation avec les pics de consommation électrique annuelle (CETE Méditerranée, 2011).

b. Energie des marées et courants

C'est la récupération de l'énergie potentielle et cinétique des masses d'eau mises en mouvements par les marées et courants de marées d'une part, et courants océaniques continus d'autre part. Elle peut être captée sous deux formes (CETE Méditerranée, 2011):

- Énergie potentielle (en exploitant les variations du niveau de la mer) : c'est la technique utilisée dans l'usine marémotrice de La Rance ;
- Énergie cinétique (en exploitant les courants de marée, qui peuvent être captés par des turbines, ou hydroliennes). Elle est fonction de la masse et de la vitesse du volume d'eau. Une hydrolienne fonctionne de la même manière qu'une éolienne c'est-à-dire qu'elle convertit l'énergie cinétique d'un fluide en mouvement en énergie électrique. Des différences subsistent : la vitesse des vents est en générale supérieure à celle des courants marins, mais la masse volumique de l'eau est 800 fois plus importante que celle de l'air.

Aussi, à dimensions égales, une hydrolienne produit beaucoup plus d'électricité qu'une éolienne. Il existe 2 formes principales de procédés de récupération de l'énergie des marées et courants : l'usine marémotrice et les hydroliennes (CETE Méditerranée, 2011).

- **Usine marémotrice**

Le principe de fonctionnement d'une usine marémotrice est le même que celui d'une usine hydroélectrique. Elle comprend un barrage séparant la mer en un ou plusieurs bassins entre lesquels est créée une différence de niveau des eaux utilisées pour mouvoir une ou des turbines générant de l'électricité.

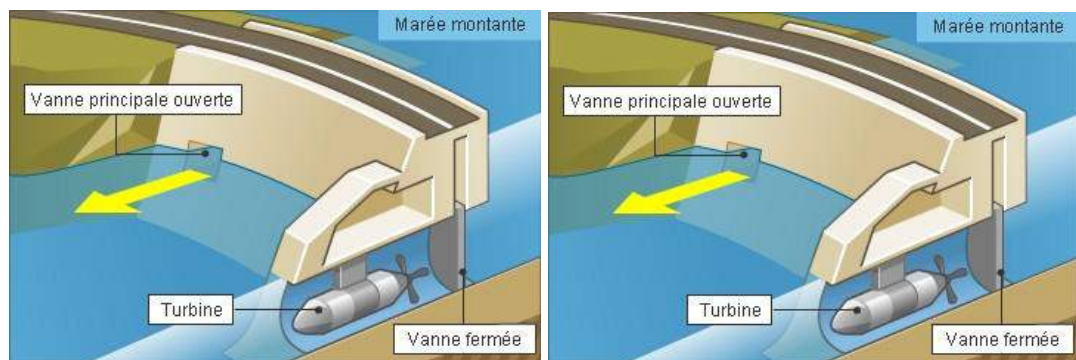


Figure 2.15. Usine marémotrice hydroliennes (CETE Méditerranée, 2009).

L'usine marémotrice présente le double avantage d'être prédictible et régulière (3500 h/an), mais elle nécessite un estuaire et des marnages importants pour être rentable (10 m en moyenne, 14 m pour l'usine de la Rance). Les coûts de maintenance et d'exploitation sont par ailleurs très élevés, ce qui limite les projets à des puissances minimales d'installation.

- **Hydrolienne**

Le principe de l'hydrolienne consiste à placer les équipements dans l'axe des courants, soit à la surface de l'eau, pour les structures flottantes, soit de les disposer sur un pieu dans la colonne d'eau, soit de les poser sur le fond du sol marin. Orientables ou non, ces turbines sont actionnées sous l'action du courant et génèrent ainsi une énergie électrique.

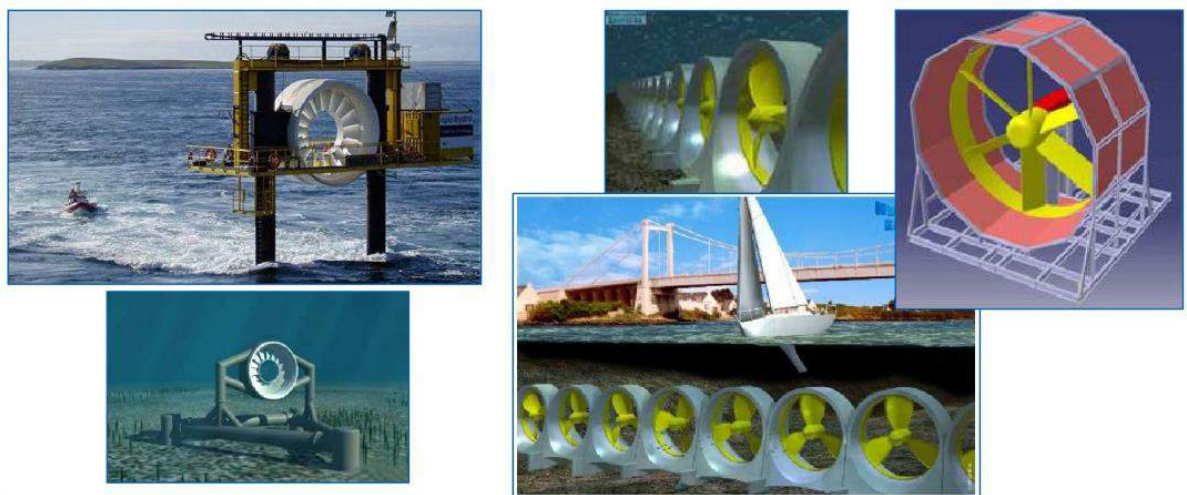


Figure 2.16. Exemples des hydroliennes (CETE Méditerranée, 2009).

Les hydroliennes nécessitent des courants puissants (à partir de 2m/s). Elles peuvent être installées dans des zones naturellement fortement soumises aux courants marins, dans des zones où la configuration de la côte (détroits, caps, goulets) et le relief des fonds marins accélère les courants par compression des flux.

2.5.3. Récupération matière

2.5.3. 1. Récupération et valorisation des déchets

Dans le domaine de l'énergie, et plus particulièrement des bioénergies, le terme de biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale (algues incluses), animale ou fongible pouvant devenir source d'énergie par combustion (ex : bois énergie),

après méthanisation (biogaz) ou après de nouvelles transformations chimiques (biocarburant) (CETE Méditerranée, 2011).

Les bioénergies se positionnent donc à la croisée de plusieurs secteurs : agriculture, sylviculture, et énergie. Il s'agit d'un secteur complexe dont les matières premières sont variées et ont déjà de nombreux usages dans l'alimentation humaine et animale, dans l'agriculture et dans l'industrie, comme le montre la figure page suivante (Hugues, 2015).

La production de chaleur biomasse est restée quasiment stable en 2014, à seulement 1% de plus par rapport à 2013. La composition des portefeuilles de chaleur biomasse a continué de varier fortement d'une région à l'autre, allant de la production à grande échelle dans l'industrie (par ex. aux États-Unis) à l'installation de nombreux biodigesteurs à l'échelle résidentielle (par ex. en Chine). La production mondiale de bioénergie s'est accrue d'environ 9 %, et ce sont la Chine, le Brésil et le Japon qui occupent la première place pour l'ajout de capacité, et les États-Unis et l'Allemagne, pour la production (malgré des ajouts de capacité comparativement plus modestes) (REN21, 2015).

La production de biocarburants liquides a progressé de 9 % en 2014, soit son plus haut niveau jamais atteint. Bien que les États-Unis et le Brésil aient affiché le plus gros volume global réalisé, c'est l'Asie qui a connu le plus fort taux de croissance en termes de production. Les politiques ont positivement influencé les marchés des biocarburants sur lesquels les mandats de mélanges ont accru la demande, mais l'incertitude politique, en particulier en Europe, aux États-Unis et en Australie, a été quelque peu nuisible à l'industrie. La baisse des cours pétroliers survenue au second semestre de l'année a été bénéfique, en particulier à certains producteurs de matières premières, mais elle a affaibli le chiffre d'affaires de multiples entreprises de la bioénergie (REN21, 2015).

La récupération d'énergie des déchets est abordée plus en détail dans le chapitre 5.

2.5.3.2. Récupération et valorisation du CO₂

Les technologies développées pour réduire les émissions visent en premier lieu les gisements concentrés en CO₂, comme la production d'énergie (centrales thermiques), le raffinage, la sidérurgie ou les cimenteries. Les mesures prises concernent par exemple la maîtrise de la consommation énergétique, l'amélioration de l'efficacité énergétique, ou plus récemment, la technologie de capture du CO₂ et de production et d'intégration du méthanol

dans notre système de production et de consommation d'énergie par le recyclage du CO₂ (ADEME, 2010).

La récupération et la valorisation du CO₂, des aspects physiques aux dispositifs réels, est abordée plus en détail dans le chapitre suivant.

2.6. Conclusion

La récupération d'énergie peut s'avérer utile dans le développement de toutes les applications (industrie, environnement, transport, habitat,...). Elle bénéficie de plus d'une image positive liée à son adéquation avec le développement durable. Elle n'en est à l'heure actuelle qu'à ses prémices, mais devrait progresser dans un futur proche vu le nombre d'applications possibles.

L'étude d'état de l'art a été faite sur des nombreuses formes d'énergie qui sont disponibles dans notre environnement et sont potentiellement récupérables (la récupération d'énergie mécanique issue des vibrations, la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement par le biais de la cogénération, la technologie « CSC » le captage et stockage du CO₂, etc.). L'exploitation de telles formes d'énergie permettra de préserver les ressources du pays tout en diminuant sensiblement la quantité de gaz à effet de serre émise dans l'atmosphère. L'Algérie possède un gisement important d'énergie perdu, la récupération de cette énergie est une solution qui peut apporter beaucoup de bénéfices soit en termes énergie, économie, environnement. etc.

Chapitre 3

Récupération et valorisation du CO₂

3.1. Introduction

La consommation mondiale actuelle d'énergie primaire est estimée à 10.5 Gtep, dont environ 80 % d'origine fossile (pétrole, gaz et charbon) ce qui contribue aux émissions anthropiques de CO₂. L'augmentation incessante des besoins énergétiques mondiaux laisse penser que les émissions de CO₂ continueront d'augmenter pendant encore quelques années. La diminution de la consommation énergétique semble donc être presque impossible à réaliser. Pour résoudre ce problème et tant que des sources d'énergies alternatives n'auront pas atteint leur pleine maturité, Plusieurs stratégies peuvent être mises en place pour limiter ou réduire les émissions. Parmi les solutions, la possibilité de capter et stocker le CO₂ issu de sources concentrées d'émissions est l'une des mesures d'atténuation envisagées, en complément d'actions d'efficacité énergétique et de diversification des sources d'énergie pour stabiliser la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (Total, 2007).

Comme le captage et stockage du dioxyde de carbone est encore dans la phase de démonstration, d'autres alternatives ont été développées pour l'utilisation de dioxyde de carbone en le transformant en produits chimiques et en combustibles. Cette approche est attrayante que le CSC car le CO₂ peut être transformé en un produit chimique comme le méthanol. Ce carburant renouvelable est compatible pour remplacer le combustible fossile et peut être utilisé dans le secteur de transport.

Dans ce chapitre, Nous présentons dans un premier temps une étude bibliographique sur la récupération et la valorisation du CO₂ (Captage et stockage ou conversion du CO₂), les techniques et procédés existants et les démonstrateurs industriels existants. Ensuite, une étude prospective, nous appliquons une méthode combine deux modules, à savoir le système d'information géographique (SIG) et une modélisation énergétique pour estimer le potentiel de la demande de méthanol dans le secteur du transport routier algérien sur une période de 2015 à 2045. Les émissions du CO₂ évitées pour 2045 sont estimés pour deux scénarios, à savoir un scénario de référence VCC (Véhicule à Carburant Conventionnel) qui poursuit dans la même voie sans modification et ne prenne pas en compte les interventions futures, et un scénario volontariste VM (Véhicule au Méthanol), dans lequel en introduisant de nouvelles voies d'économie et d'efficacité énergétique tels que l'intégration du méthanol comme un carburant alternatif.

3.2. Captage et stockage du CO₂

3.2.1. Définition

Le captage et le stockage géologique du CO₂ est une chaîne constituée de trois étapes majeures: la capture et la compression du CO₂, son transport vers un site de stockage adapté en sous-sol. Parmi les trois principales étapes (captage, transport et stockage), la première vise à séparer le CO₂ des autres éléments constitutifs des fumées ou des flux de gaz. C'est de loin la plus coûteuse puisque estimée, selon le GIEC, à environ 2/3 du coût global. Elle est pourtant nécessaire pour au moins deux raisons :

1. les fumées de combustion contenant en moyenne entre 3 et 15 % de CO₂, séparer le CO₂ permet de réduire les volumes à transporter et donc les coûts ;
2. les sites de stockage géologique adaptés au stockage du CO₂ nécessitent un certain nombre de caractéristiques et sont donc limités ; stocker le seul CO₂ permet d'optimiser les capacités de stockage existantes.

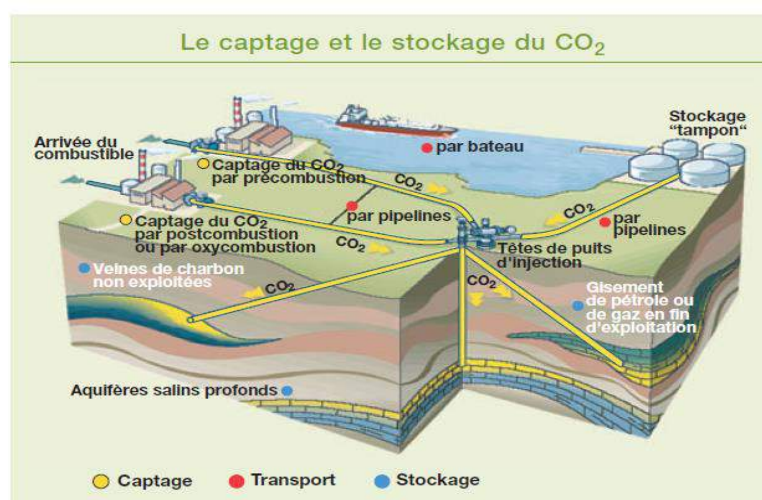


Figure 3.1 Captage et le stockage du CO₂ (Total, 2007)

La production d'électricité à partir de centrales thermiques représente un peu plus de 42 % de la totalité des émissions de CO₂ anthropiques émises chaque année dans le monde et 80 % des émissions totales de sources industrielles (Total, 2007). Ces centrales électriques (et notamment celles fonctionnant à partir de charbon) ainsi que quelques autres installations industrielles telles que les cimenteries, les raffineries, les installations de production d'engrais, de la sidérurgie et de la pétrochimie, sont celles pour lesquelles le captage du CO₂ apparaît le plus efficace.

Selon l'IPCC, il existe trois approches principales pour la capture du CO₂ : la postcombustion, l'oxycombustion et la précombustion (GIEC, 2005).

3.2.2. Techniques de captage

Le captage et le stockage géologique de CO₂ (CO₂ Capture and Storage – CCS en anglais) pourraient permettre de maîtriser les émissions de CO₂ provenant de certaines installations industrielles. Ces installations peuvent être par exemple des raffineries, des cimenteries, des installations de sidérurgie, mais ce sont les centrales thermiques opérant au charbon qui constituent le principal enjeu à l'échelle mondiale. Les rejets de CO₂ provenant des fumées de ces centrales représentent environ 40% des émissions mondiales liées à la consommation d'énergie, soit 12 Gt/an sur 29 Gt/an (AIE, 2010 ; Guilhamasse, 2013).

Généralement le captage du CO₂ s'effectue directement en sortie de la cheminée d'une centrale ou d'un complexe industriel. Une fois séparé des autres constituants des fumées, il est acheminé vers le lieu de stockage avec des gazoducs. Plusieurs étages de compression sont généralement nécessaires pour faire face aux pertes de charge. Le lieu de stockage peut être un aquifère salin, un puits de pétrole ou de gaz naturel épuisé ou un gisement houiller non exploitable. L'injection du CO₂ dans les océans est aussi envisagée (GIEC, 2005).

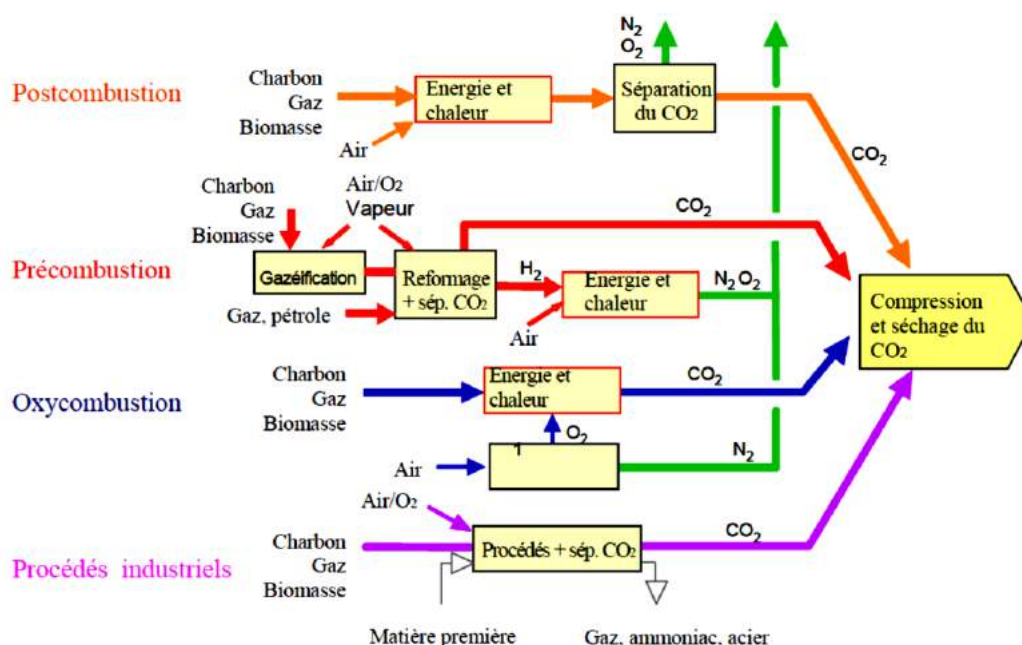


Figure 3.2. Systèmes de capture du CO₂ (GIEC, 2006)

Selon le type d'installation, le captage peut être réalisé à trois niveaux différents : la postcombustion, la précombustion et l'oxycombustion, chacun à des stades de développement différents et doté d'avantages et d'inconvénients divers (coût, consommation énergétique, etc.) (Total, 2007).

3.2.2.1. Postcombustion

Elle consiste à extraire le CO₂ des fumées de combustion, souvent à l'aide d'un solvant chimique liquide. Celui-ci se lie spécifiquement au CO₂ et le couple solvant-CO₂ est extrait du reste de la fumée. Puis, ils sont séparés à leur tour par un procédé thermique qui permet la régénération du solvant. Cette technique est aujourd'hui bien maîtrisée. Elle présente l'avantage de pouvoir être appliquée aux installations existantes puisqu'elle ne nécessite aucune modification matérielle des usines rejetant les fumées. Elle se révèle cependant gourmande en énergie (il faut traiter d'importants volumes de fumées) et coûteuse (GIEC, 2006).

3.2.2.2. Précombustion

L'idée est de décarboner le combustible avant la combustion. Pour ce faire, on traite le combustible de façon à le transformer en un gaz de synthèse composé essentiellement de monoxyde de carbone et d'hydrogène. On introduit alors de la vapeur d'eau qui réagit avec le monoxyde de carbone et le convertit en CO₂. Le CO₂ et l'hydrogène sont ensuite séparés grâce à un solvant. L'hydrogène est utilisé pour produire de l'énergie, sans émission de CO₂. Cette technique est déjà utilisée à échelle industrielle. Elle est moins énergétivore que la postcombustion. Elle requiert cependant des équipements spécifiques encore en cours de développement et qui doivent être prévus dès la conception du site industriel concerné (GIEC, 2005-2006).

3.2.2.3. Oxycombustion

Dans un schéma de combustion classique, on utilise de l'air. Ce procédé génère d'importants volumes de fumées, dans lesquels le CO₂ est très dilué. Son extraction est alors plus coûteuse. L'oxycombustion, encore au stade de démonstration, génère au contraire des fumées contenant essentiellement du CO₂ et de l'eau, faciles à séparer (par condensation de l'eau). L'air habituellement utilisé lors de la combustion est remplacé par de l'oxygène pur. Potentiellement plus avantageuse que les autres technologies en termes de coûts comme

d'efficacité énergétique, l'oxycombustion présente, de plus, l'avantage de pouvoir être mise en œuvre sur des installations existantes. L'inconvénient majeur de cette méthode : en amont du processus, l'extraction de l'oxygène pur de l'air consomme beaucoup d'énergie et occasionne des coûts de captage du CO₂ assez élevés (GIEC 2006 ; Guilhamasse, 2013).

3.2.3. Techniques de séparation

Pour la capture de CO₂, plusieurs procédés de séparation possibles y compris l'absorption, l'adsorption, la séparation cryogénique et la séparation membranaire sont disponibles. De nouvelles techniques de captage de CO₂ sont en cours d'élaboration qui permettrait d'améliorer l'efficacité du processus (Tahir et Saidina Amin, 2013; Kluczka et al., 2012).

3.2.3.1. Absorption

L'absorption est un procédé de dissolution ou de réaction chimique pendant lequel des molécules de gaz sont dissoutes dans un solvant. L'absorption de gaz acides en faible concentration (CO₂, NO_x, H₂S) avec des amines est un procédé connu depuis longtemps dans l'industrie chimique. L'adapter au captage du CO₂ issu des effluents de cheminée de centrale thermique est donc une solution envisageable puisque la concentration en CO₂ est faible (Guilhamasse, 2013 ; Tahir et Saidina Amin, 2013).

3.2.3.2. Adsorption

L'adsorption est un procédé utilisant un solide appelé adsorbant comme solvant. De nombreux adsorbants existent pour le captage de CO₂ issu des fumées de centrales. Les plus utilisés actuellement sont les zéolites et les charbons actifs. L'inconvénient majeur est qu'ils nécessitent une forte consommation énergétique pour la régénération (Guilhamasse, 2013; Kluczka et al., 2012).

3.2.3.3. Membranes

La séparation par des membranes est un procédé utilisé dans l'industrie dans de nombreux domaines. Elles présentent de nombreux avantages de par leur coût mais aussi par leur forte efficacité de séparation et par le peu de place nécessaire à leur installation. Ce procédé est déjà utilisé pour la séparation des composés de l'air, pour la séparation de

l'hydrogène et du CO₂ issu du gaz de synthèse obtenu après gazéification et reformage du gaz naturel. Cette technologie pourrait donc s'adapter à un captage en précombustion. Naturellement, il a aussi été évoqué d'utiliser des membranes pour le captage de CO₂ venant des fumées de centrales en postcombustion (Tahir et Saidina Amin, 2013; Kluczka et al., 2012).

3.2.3.4. Cryogénie

Avec plusieurs étapes de condensation et refroidissement, le CO₂ est séparé du gaz sous forme liquide ce qui est intéressant pour le transport. La séparation cryogénique présente deux inconvénients majeurs : elle nécessite beaucoup d'énergie pour les étapes de refroidissement du gaz et certains composés comme les NO_x, les SO_x et l'eau doivent être enlevés (GIEC 2005-2006 ; Tahir et Saidina Amin, 2013; Kluczka et al., 2012).

3.2.4. Transport du CO₂

Le transport du CO₂ du lieu de captage vers le lieu de stockage est une technique maîtrisée puisqu'elle est semblable à celle appliquée au transport des autres gaz. Il peut être transporté selon la distance par gazoducs, bateau ou camion (Guilhamasse, 2013).

3.2.4.1. Transport terrestre par camion ou par train

Le transport par camion ou wagon citerne est encore moins commun même s'il est possible techniquement de transporter du CO₂ à -20°C et 2 MPa. Ce mode de transport est peu économique par rapport aux autres modes et semble être uniquement une solution de dépannage (GIEC, 2005 ; Guilhamasse, 2013).

3.2.4.2. Transport par bateau

Le transport par voie maritime devient intéressant quand la distance entre le lieu de captage et le lieu de stockage est importante. Il est analogue au transport commercial du GPL par navire, c'est à dire sous forme liquide à 0,7 MPa. Ce mode de transport n'est pas très développé car la demande est faible actuellement ((GIEC, 2005 ; Guilhamasse, 2013).

3.2.4.3. Transport par canalisation

Dans les gazoducs, il se trouve sous forme gazeuse à une pression supérieure à 80 bar afin d'éviter un écoulement diphasique et d'accroître sa densité, ce qui facilite son transport et réduit les coûts. (GIEC, 2005). Les gazoducs sont considérés comme la méthode la plus rentable et la plus fiable pour le transport de grands volumes de CO₂ (Haugen et al., 2009).

En effet, des millions de tonnes de CO₂ sont déjà transportées par ce moyen dans le monde principalement dans le cadre du procédé EOR (Enhanced Oil Recovery – Récupération Assistée de Pétrole). Aux Etats-Unis, 40 millions de tonnes de CO₂ par an sont transportées sur plus de 2500 km de gazoducs. Des compresseurs en amont et le long du gazoduc permettent d'assurer la circulation et de faire face aux pertes de charge. Mais le gaz doit être séché avant le transport afin d'éviter toute corrosion des carbooducs. (GIEC, 2005 ; Guilhamasse, 2013).

3.2.5. Stockage du CO₂

Le stockage du CO₂ dans les formations géologiques profondes sous terre ou sous la mer est la principale solution envisagée. Une autre solution consisterait à minéraliser le CO₂ avec des oxydes métalliques (Guilhamasse, 2013). Le CSC consiste à capter le CO₂ émis par les installations industrielles (principalement les centrales électriques, mais également les cimenteries, les aciéries, etc.) pour ensuite le stocker dans le sous-sol. Différentes zones géologiques sont envisagées pour stocker le CO₂ :

- les aquifères salins profonds,
- les réservoirs d'hydrocarbures des champs matures :
 - soit après exploitation dans les réservoirs déplétés,
 - soit en cours de production avec le bénéfice additionnel d'aider à drainer les hydrocarbures hors des réservoirs, les veines de charbon non exploitables, un stockage sous forme minérale dans les roches ultrabasiques.

Seuls les champs matures ou les aquifères salins permettront de stocker des quantités suffisantes à l'échelle du problème pose. Les aquifères salins ont une plus grande couverture géographique, mais du fait de leur manque d'intérêt économique à ce jour, ils sont peu étudiés et donc encore mal connus (IFPEN, 2006).

3.3. Conversion du CO₂

Les technologies développées pour réduire les émissions visent en premier lieu les gisements concentrés en CO₂ comme la production d'énergie (centrales thermiques), le raffinage, la sidérurgie ou les cimenteries. Les mesures prises concernent par exemple la maîtrise de la consommation énergétique, l'amélioration de l'efficacité énergétique, ou plus récemment, la technologie de capture du CO₂ et de production et d'intégration du méthanol dans notre système de production et de consommation d'énergie par le recyclage du CO₂. La croissance de la demande énergétique ne permettant pas, à l'heure actuelle, de s'affranchir des énergies fossiles, l'utilisation du méthanol pour le recyclage du CO₂ émis constitue une solution à fort potentiel qui fait l'objet de nombreux travaux de recherche et projets de démonstration. En complément du CSC, il est également envisageable de valoriser le CO₂ comme matière première. Dans ce contexte, le CO₂ n'apparaît plus comme une contrainte mais comme une opportunité économique. Il s'agit de rechercher des applications à une matière première largement disponible et de la transformer/convertir en un produit à plus forte valeur ajoutée (produits chimiques, carburants,...) (ADEME, 2010).

3.3.1. Voies de conversion du CO₂

Les différentes voies généralement décrites dans la figure ci-dessous et envisagées pour valoriser le CO₂ sont les valorisations sans transformation, avec transformation chimique ou avec transformation biologique.

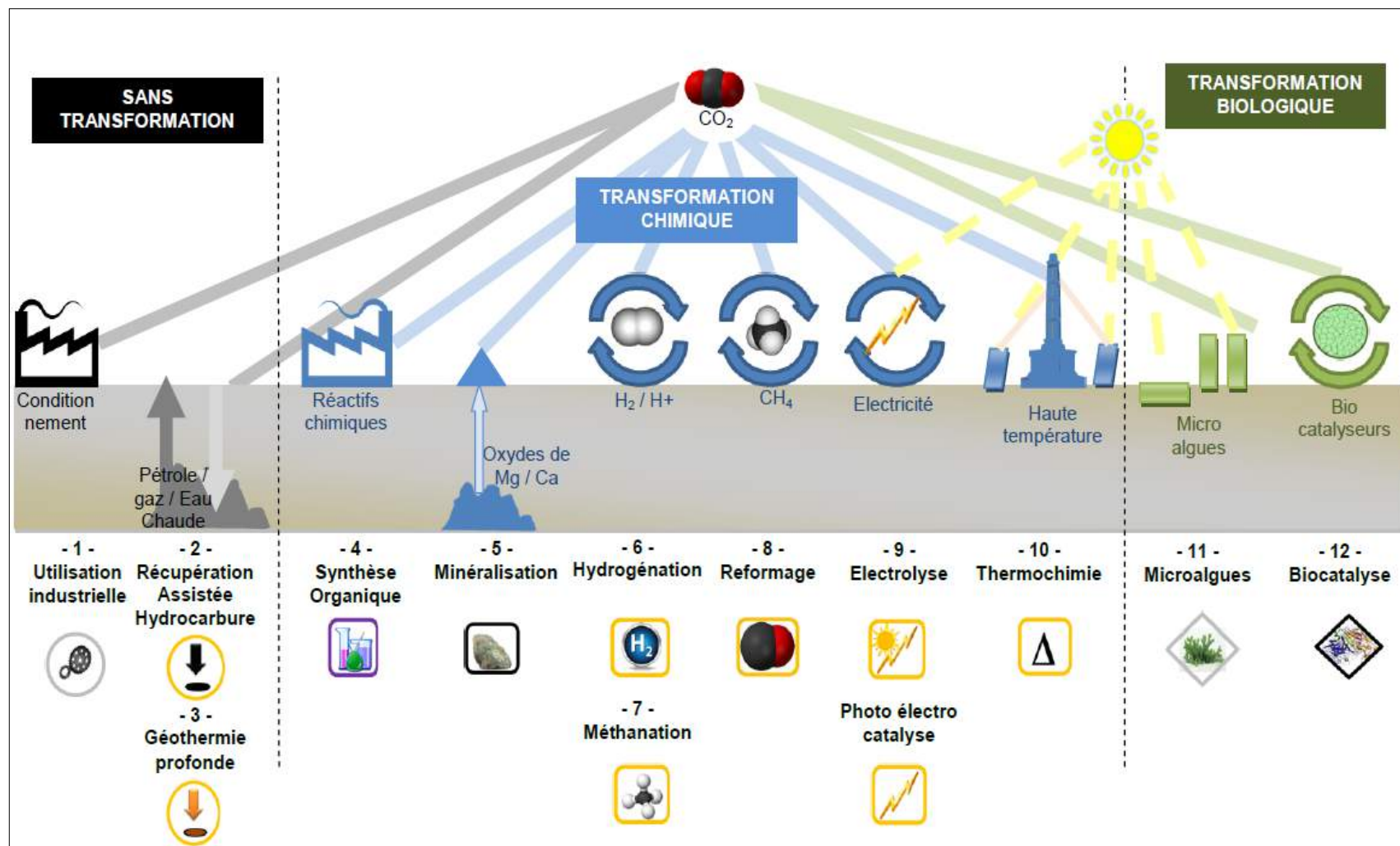


Figure 3.4. Principales voies de valorisation du CO₂ (RECORD, 2014)

Afin d'envisager des voies de valorisation du CO₂ produit par la filière de traitement de déchets, un état de l'art des différentes techniques est proposé dans qui suit.

3.3.1.1. Valorisation du CO₂ sans transformation chimique

a. Récupération Assistée des Hydrocarbures RAH

La récupération Assistée des Hydrocarbures ou RAH consiste à injecter du CO₂ à l'état supercritique dans les réservoirs de pétrole ou de gaz pour améliorer leur extraction. On estime que la RAH permet d'augmenter la récupération d'hydrocarbures de 7 à 23 %, ce qui en fait une opération rentable (Global CCS institute, 2011; RECORD, 2014).

La RAH comprend la récupération de pétrole (EOR en anglais pour Enhanced Oil Recovery), de gaz (EGR) et de méthane dans les veines de charbon ou dans les hydrates sédimentaires (HCSTC, 2006). Le taux d'injection de CO₂ nécessaire varie entre 0.24 et 0.42 tonne de CO₂ par baril récupéré, ce qui correspond à 1.7 – 3.0 tonnes de CO₂ par tonne de pétrole (Chambron, 2011).

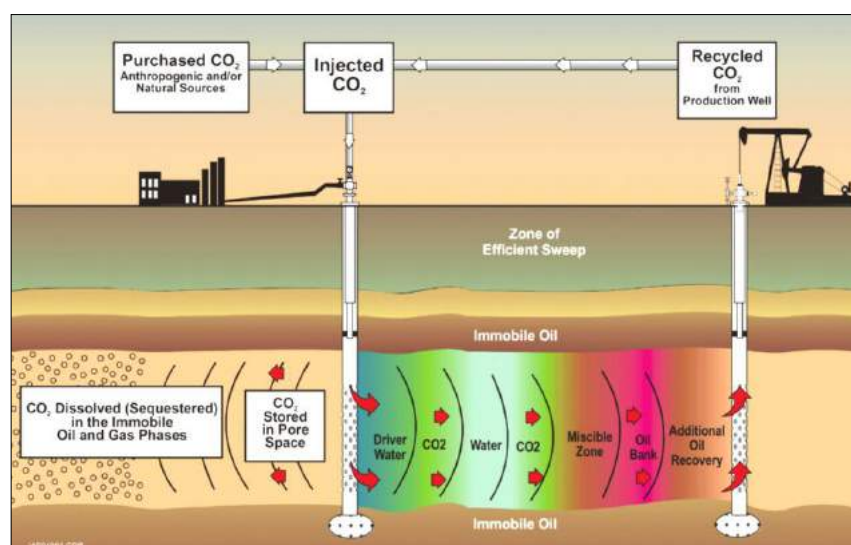


Figure 3.5. Principe d'injection de CO₂ en EOR (ARI, 2010)

L'utilisation de CO₂ pour la RAH est une technologie déjà industrialisée et rentable avec de nombreux projets utilisant pour la majorité du CO₂ de sources naturelles. Néanmoins, il existe quelques projets utilisant le CO₂ capté des fumées industrielles (RECORD, 2014).

A In Salah en Algérie, un projet industriel développé par BP, Sonatrach et Statoil consiste à récupérer du CO₂ issu d'une unité de gaz naturel avec le procédé d'absorption avec des amines. Le CO₂ est ensuite envoyé dans un aquifère ayant une capacité de stockage de 17 Mt. Depuis 2004, 1 Mt par an a pu être stockées. Il s'agit du premier projet qui n'est motivé ni par des considérations économiques, ni par la récupération améliorée d'hydrocarbures mais uniquement dans un but de recherche et d'amélioration de la technique du CSC.

b. Géothermie profonde

La récupération assistée de la chaleur géothermique en géothermie profonde ($T > 150^{\circ}\text{C}$) est la technologie connue sous le nom d'EGS (Enhanced Geothermal System) (RECORD, 2014).

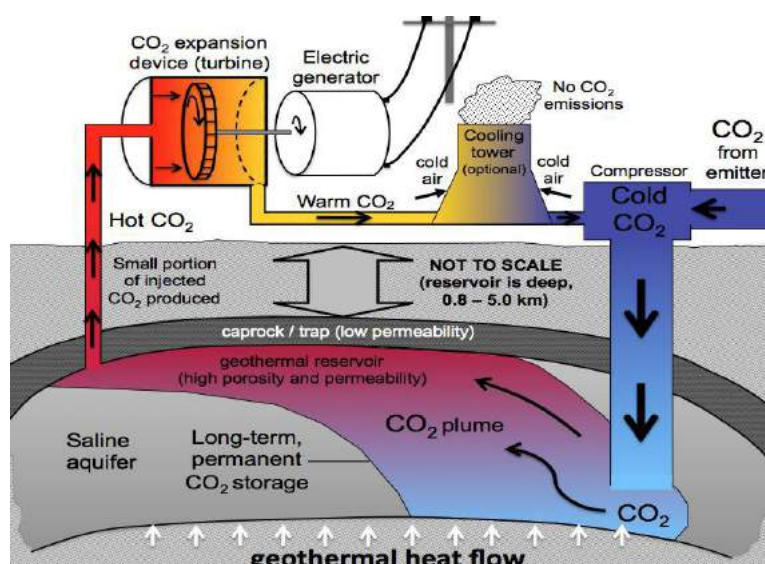


Figure 3.6. Principe de la récupération géothermique de chaleur avec du CO₂ (Randolph, 2012)

Le CO₂ injecté est généralement capté en sortie de cheminées d'usines industrielles ou de production d'énergie (centrales charbon en exemple). Dans ces formations, le CO₂ supercritique déplace le fluide dans le réservoir d'origine. Ensuite, une partie du CO₂ chauffé dans le sous-sol est canalisée vers la surface et sert pour la production d'électricité ou pour l'utilisation directe de la chaleur avant d'être réinjecté dans le sous-sol. Le CO₂ qui ne remonte pas à la surface est stocké dans la structure poreuse de la formation géologique (RECORD, 2014 ; ADEME, 2010).

c. Utilisation industrielle

Les applications industrielles du CO₂ sont très diverses. On distingue les applications classiques déjà commercialisées en relative grande quantité (Mt) des applications de niche. Ces dernières représentent des quantités moindres à ce jour mais sont susceptibles de représenter des volumes de CO₂ valorisables plus importants à l'avenir. La Figure suivante présente les différentes utilisations industrielles du CO₂ selon les propriétés du gaz :

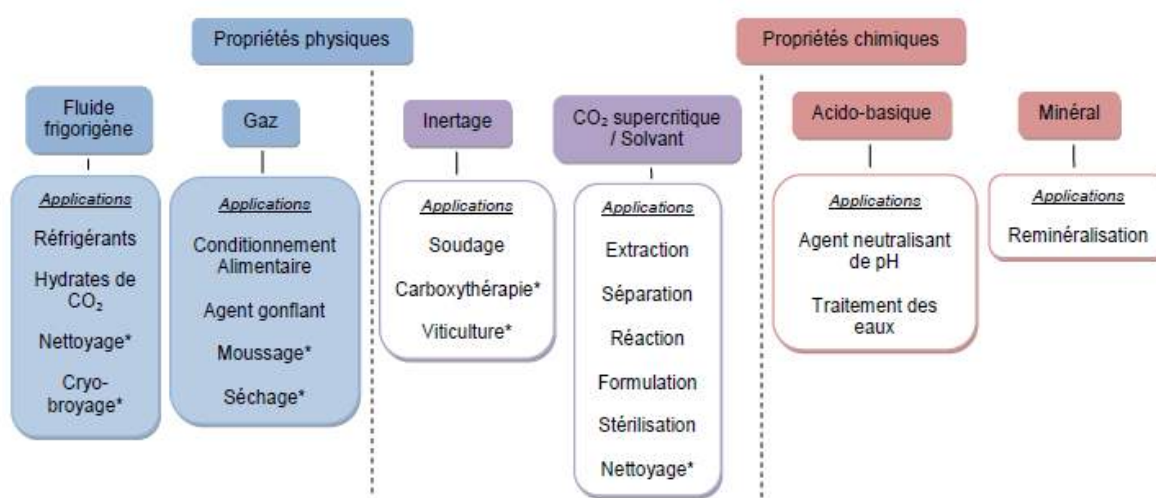


Figure 3.7. Classification des applications du CO₂ selon ses propriétés (RECORD, 2014).

Concernant les diverses applications précédemment citées, elles sont déjà bien connues et industrialisées pour la plupart. Il y a, de ce fait, peu de laboratoires travaillant sur l'utilisation industrielle du CO₂ (ADEME, 2010). Quelques recherches sont réalisées pour la production de froid à partir d'hydrates de dioxyde de carbone ainsi que les nombreuses applications du CO₂ supercritique (RECORD, 2014).

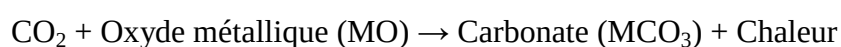
3.3.1.2. Valorisation du CO₂ avec transformation chimique

a. Synthèse organique

La capacité de valorisation du CO₂ par les différentes voies de synthèse organique est fonction du marché du produit obtenu et du besoin en CO₂. A ce jour, la quantité de CO₂ valorisé par synthèse organique est inférieure à 140 millions de tonnes par an. La synthèse d'urée est la plus importante consommatrice de CO₂ (RECORD, 2014).

b. Minéralisation ex-situ

La minéralisation du CO₂ consiste en une réaction entre le CO₂ et des oxydes de magnésium ou de calcium pour produire des carbonates (MCO₃). Les carbonates, qui sont la forme thermodynamique la plus stable du CO₂, sont des produits inertes et très stables. Leur formation permet donc le piégeage du CO₂ pendant de longues périodes de temps. La formation des carbonates est un procédé exothermique qui se produit naturellement mais lentement, et qui doit par conséquent être accéléré pour une application à l'échelle industrielle. La réaction de minéralisation pour le cas général des oxydes de magnésium et de calcium est (M contient du Mg, du Ca, du Fe, etc.) (RECORD, 2014):



La Figure suivante présente les principales différences entre les deux types de minéralisation.

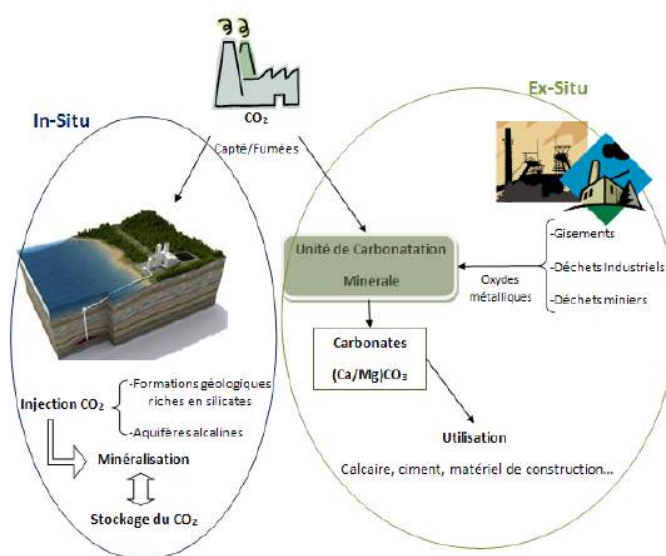


Figure 3.8. Principales différences entre les minéralisations in-situ et ex-situ (RECORD, 2014)

Minéralisation in-situ : Le CO₂ est injecté dans des formations géologiques riches en silicates ou dans des aquifères alcalins : la minéralisation se produit alors dans le sous-sol. La minéralisation in-situ est plus une méthode de stockage que de valorisation du CO₂. En effet, la minéralisation in-situ s'apparente à une opération similaire au stockage géologique classique (Ganesh, 2014).

La minéralisation ex-situ se produit hors-sol dans une usine de transformation dédiée, où le CO₂ réagit avec la roche porteuse de cations métalliques comme le Mg ou le Ca. La cinétique de la réaction de minéralisation dépend de la surface de contact entre la roche et la phase aqueuse, si bien qu'il est nécessaire de broyer le minerai finement pour accélérer le processus. Cette étape de préparation des réactifs solides représente un coût économique. Cependant, les produits obtenus peuvent être valorisés. La minéralisation ex-situ peut ainsi être considérée comme une voie de valorisation du CO₂ (RECORD, 2014).

La principale application de la minéralisation ex-situ est la formation de calcaire obtenu par réaction entre le CO₂ et la chaux éteinte (Ca(OH)₂) avec de l'eau comme coproduit. La chaux éteinte est un déchet de l'industrie cimentière. D'autres carbonates comme le MgCO₃ sont potentiellement utilisables comme matériaux de construction (ADEME, 2010).

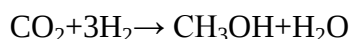
L'utilisation potentielle de CO₂ est estimée à plus de 300 Mt par an (Global CCS institute, 2011). La quantité de roches nécessaires pour la minéralisation d'une tonne de CO₂ est de 4 à 6 tonnes (BRGM, 2011). La quantité de CO₂ nécessaire est alors de 0.17 à 0.25 tonne par tonne de roche. Il est requis entre 0.4 et 0.5 tonne de CO₂ pour produire une tonne de produit (Centi, 2013).

c. Hydrogénation du CO₂

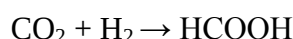
L'hydrogénation du CO₂ est le procédé le plus étudié. Il consiste en l'addition d'une molécule de dihydrogène à une molécule de CO₂. Ce procédé a besoin d'une quantité d'énergie suffisante afin de casser les liaisons stables de la molécule de CO₂, et de produire le réactif H₂ de la réaction. L'hydrogénation du CO₂ sera d'autant plus intéressante commercialement que les produits obtenus seront valorisables et que l'énergie utilisée proviendra de ressources renouvelables (énergie solaire ou éolienne par exemple). Dans ce cas, cette réaction ne produit pas de CO₂ supplémentaire. L'hydrogénation du CO₂ permet d'obtenir plusieurs produits à valeur énergétique ainsi que des produits chimiques. Afin d'améliorer le rendement et les conditions de réaction, différents catalyseurs sont utilisés (Olah et al., 2009).

Principaux produits générés par hydrogénation du CO₂

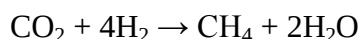
Méthanol : L'intérêt du méthanol est qu'il est à la fois un intermédiaire pour l'industrie chimique et un produit à valeur énergétique (additif dans les carburants), malgré sa toxicité. De nombreux composés dérivent du méthanol, comme les oléfines (éthylène, propylène, butène). Par ailleurs, le DME (Diméthyle éther), est également synthétisé à partir de méthanol, et pourrait être utilisé comme diesel de substitution (ADEME, 2010). Pour cette transformation, un catalyseur à base de Cu/Zn/Al₂O₃ est utilisé (Kauw, 2012). Le méthanol par hydrogénation peut être produit par les réactions suivantes (ADEME, 2010 ; CRI, 2012):



Acide formique : Il s'agit du plus simple des acides carboxyliques. Il a plusieurs applications industrielles.

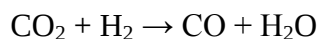


Méthane : Le méthane est obtenu par hydrogénation du CO₂ par la réaction de Sabatier :

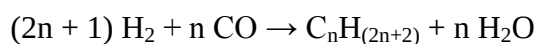


Cette réaction intégrée avec l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène à partir d'énergie renouvelable est le procédé connu comme la méthanation. Ce procédé se développe actuellement, notamment comme voie de stockage d'énergie.

Monoxyde de carbone: Le CO₂ est converti en CO par la réaction RWGS (Reverse Water-Gas Shift) :



Hydrocarbures : Le CO peut ensuite être converti par la réaction de Fischer-Tropsch. Il s'agit d'une hydrogénation permettant l'obtention d'hydrocarbures tels que le méthane, le diesel (C₁₆H₃₄), l'essence (C₈H₁₈) ou le jet fuel (C₁₃H₂₈).



Ethanol : L'éthanol est généralement préféré au méthanol car il est plus simple à manipuler, à transporter, pas toxique, et il se combine mieux avec le gasoil (Centi et al., 2009). Il entre par exemple dans la composition des carburants E10 et E85. La conversion en éthanol par la réaction Fischer-Tropsch est d'environ 25 % avec l'utilisation de catalyseurs tels que K₂CO₃, β-Mo₂C et K/Zr/Zn/Mn (DotyEnergy, 2012). Il peut aussi être obtenu par hydrogénation directe du CO₂. Il est aussi possible de produire d'autres alcools plus complexes comme le propanol ou le butanol.

Dans l'usine du CRI en Islande, la capacité de production envisagée est de 5 millions de litres par an pour une consommation de CO₂ de 4 500 tonnes par an (CRI, 2013). Aux Etats-Unis, les quantités de CO₂ requises pour la production d'un million de tonnes de méthanol issus de l'hydrogénation est 1,375 Mt CO₂ / Mt produit (RECORD, 2014).

De nombreux travaux sont réalisés sur des thèmes complémentaires permettant à l'hydrogénation du CO₂ de se développer. Il s'agit principalement de la production d'hydrogène de manière décarbonée, enjeu principal de cette voie, et la conversion du gaz de synthèse en carburant de synthèse (par réaction Fischer-Tropsch) (ADEME, 2010; Ganesh, 2014; Olah et al., 2009).

d. Reformage sec (et autres types de reformage)

Le reformage sec consiste en la réaction du méthane et du CO₂. Ce procédé est très intéressant du point de vue environnemental puisqu'il utilise deux gaz responsables de l'effet serre (RECORD, 2014). Le reformage du méthane permet d'obtenir du syngaz (mélange CO et H₂), qui est principalement utilisé soit pour synthétiser du méthanol, soit des hydrocarbures par réaction de Fischer-Tropsch. Le ratio H₂/CO conditionne les réactions suivantes et les produits obtenus : la synthèse de méthanol comme la réaction Fischer-Tropsch demandent un ratio de 2 (ADEME, 2010).

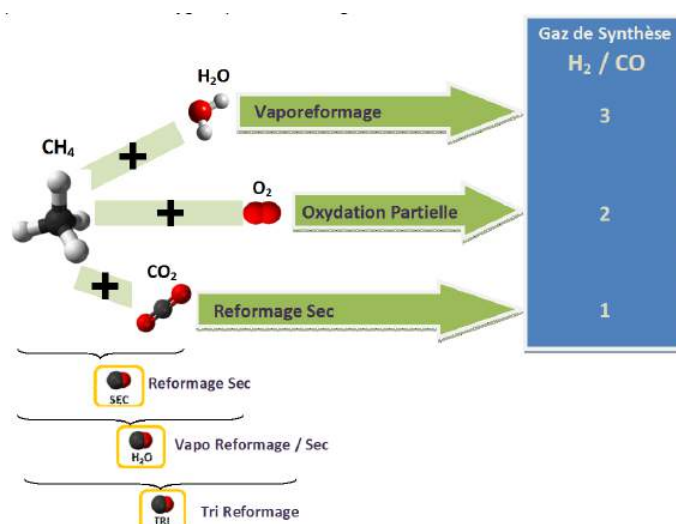


Figure 3.9. Différentes voies de reformage du méthane (RECORD, 2014).

La voie la plus classique de reformage est le vaporeformage ou reformage humide qui consiste à faire réagir le méthane avec de la vapeur d'eau. Une alternative consiste à faire réagir le méthane avec de l'oxygène (oxydation partielle) ou avec du CO₂.

Reformage humide	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$	ratio H ₂ /CO = 3
Oxydation partielle	$\text{CH}_4 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2 \text{H}_2$	ratio H ₂ /CO = 2
Reformage sec	$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \rightarrow 2\text{CO} + 2 \text{H}_2$	ratio H ₂ /CO = 1

e. Electrolyse

La valorisation du CO₂ par électrolyse correspond à la réduction électrochimique du CO₂. Cette technique consiste à faire réagir le CO₂ avec des électrons et protons afin de produire des hydrocarbures de synthèse et des composés oxygénés. On distingue trois technologies correspondant à la valorisation du CO₂ par électrolyse : l'électrolyse à haute température, l'électrocatalyse et la photoélectrocatalyse (RECORD, 2014).

f. Photoélectrocatalyse

Le principe de la photoélectrocatalyse consiste à faire réagir le CO₂ avec des protons et des électrons qui sont produits par la photodissociation de l'eau. Cette photodissociation est réalisable grâce à l'intervention d'un photocatalyseur. Les réactions permettent la synthèse d'hydrocarbures de synthèse ou de composés oxygénés (Aresta et al., 2013; Yuan and Hao, 2013).

Dans le cadre de la photoélectrocatalyse, l'énergie solaire est utilisée afin de réaliser la photodissociation de l'eau et libérer ainsi des protons et des électrons. Cette réaction mise en jeu implique l'intervention d'un photocatalyseur (Urakawa and Bansode, 2014; Takeuchi et al., 2001; Lyman and Jensen, 2001)

:



Les protons et électrons libérés permettent par la suite la valorisation du CO₂ en divers hydrocarbures et produits d'intérêt suivant le même procédé que précédemment (électrolyse du CO₂) (RECORD, 2014 ; Aresta et al, 2013).

g. Thermochimie

La source d'énergie solaire et le CO₂ sont les seules entrées au procédé, CO et O₂ sont les uniques produits. La chaleur requise pour la réduction thermique est fournie par des centrales solaires à concentration (Ganesh, 2015). Une production séparée de CO et O₂ est ainsi obtenue, ce qui écarte le risque de recombinaison et évite une étape coûteuse de séparation gazeuse. En couplant ce mécanisme de dissociation du CO₂ à 2 étapes avec la dissociation de l'eau, on obtient un mélange H₂/CO, gaz de synthèse précurseur pour la synthèse de méthanol et de différents combustibles liquides (réactions Fischer-Tropsch) (Ganesh, 2014; Izumi, 2013).

Le procédé global qui convertit l'eau et le CO₂ en combustible solaire, équivaut donc à inverser le processus de combustion habituel, autrement appelé « combustion inverse », fermant ainsi le cycle du carbone (Soltan, 2014):



La thermochimie consiste à concentrer le rayonnement solaire direct grâce à des miroirs réfléchissants pour fournir l'énergie nécessaire aux réactions chimiques. Les procédés thermochimiques utilisant la chaleur solaire à haute température visent à substituer l'apport de chaleur issue de la combustion d'hydrocarbures dans les procédés conventionnels et à éliminer les émissions de gaz à effet de serre. A ce jour, l'énergie solaire est principalement utilisée pour la production de chaleur et d'électricité par voie thermodynamique (Ganesh, 2014).

3.3.1.3. Valorisation du CO₂ avec transformation biologique

a. Microalgues en bassins (raceway ponds)

Les algues et microalgues sont des organismes qui réalisent la photosynthèse pour leur croissance. Les processus mis en jeu lors de la photosynthèse et en présence de lumière se résument via l'équation suivante (RECORD, 2014):

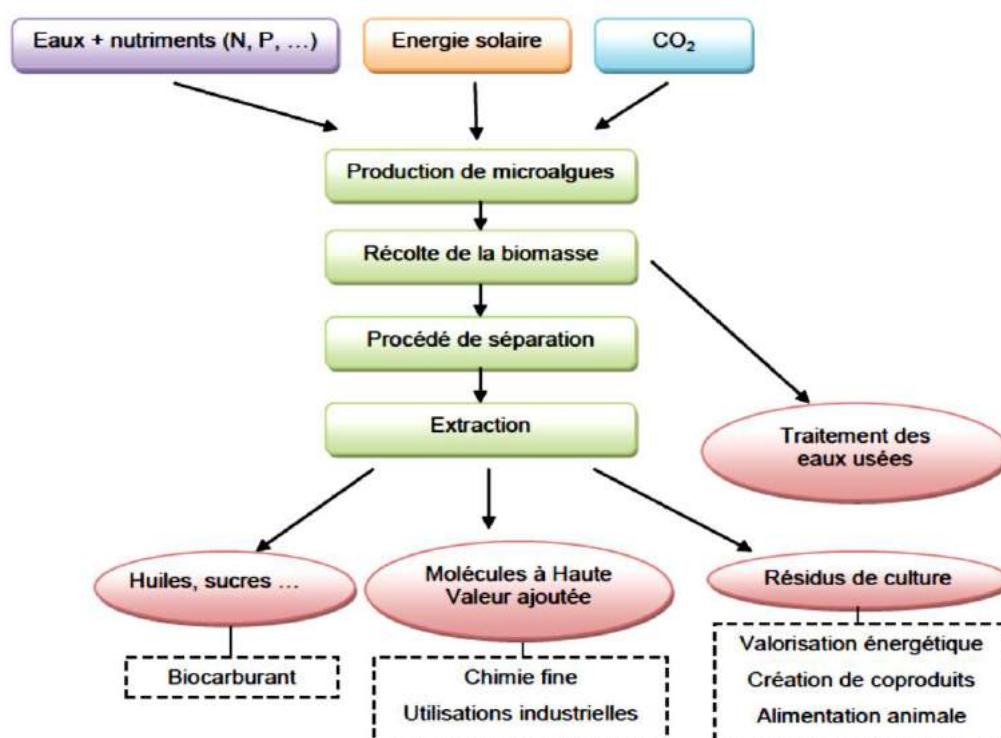
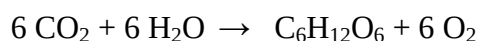


Figure 3.10. Procédé de production et de valorisation des microalgues (RECORD, 2014).

Les produits à forte valeur ajoutée issus de la photosynthèse sont par exemple des protéines, des lipides et de la cellulose. La culture de microalgues a pour objectif principal aujourd'hui d'aboutir rapidement à la production de molécules à valeur énergétique. Via cette utilisation énergétique, il serait possible de valoriser à terme entre 1.5 et 3 milliards de tonnes de CO₂ (Lyman and Jensen, 2001).

b. Photobioréacteurs (biocarburants)

Les photobioréacteurs sont des réacteurs fermés dans lesquels a lieu la croissance d'une souche de microalgues, sélectionnée et exposée à des conditions opératoires optimales (température, pH, et intensité lumineuse) (Ganesh, 2014).

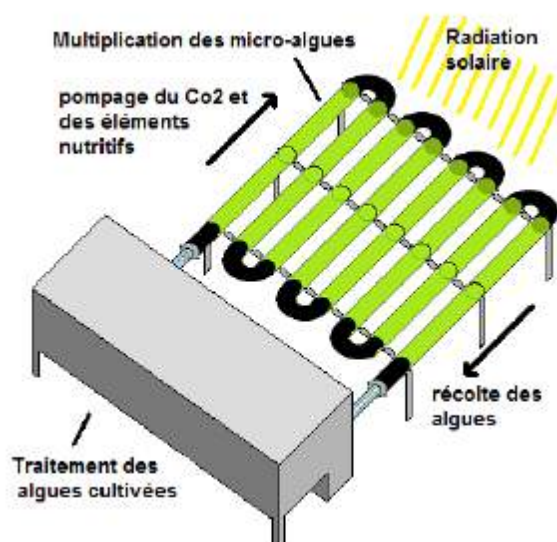


Figure 3.11. Schéma de fonctionnement d'un photobioréacteur pour la culture de microalgues (RECORD, 2014).

Il existe plusieurs types de réacteurs qui se différencient par leur source de lumière (naturelle ou artificielle) et par leur conception (géométrie, taille, technologies). Pour un développement à grande échelle, les techniques utilisant la lumière naturelle sont les seules techniques envisageables. En effet, la biomasse doit être produite grâce aux radiations solaires afin de limiter les coûts d'exploitation. Les variations (saisonnières et journalières) de l'intensité de la lumière solaire doivent être prises en compte lors de la mise en place de photobioréacteurs (RECORD, 2014).

c. Biocatalyse

La biocatalyse se définit comme étant l'utilisation de biocatalyseurs afin de stimuler les réactions chimiques, en imitant les processus naturels. Les biocatalyseurs sont des enzymes isolées ou maintenues au sein du microorganisme d'origine. La biocatalyse est une technique déjà développée pour plusieurs applications telles que la chimie fine, le secteur de la santé ou encore l'agroalimentaire (RECORD, 2014). En biocatalyse, le CO₂ peut servir de

réactif et être transformé en molécules organiques d'intérêt pour la production d'énergie, de biocarburants ou encore de substances pharmaceutiques (ADEME, 2010).

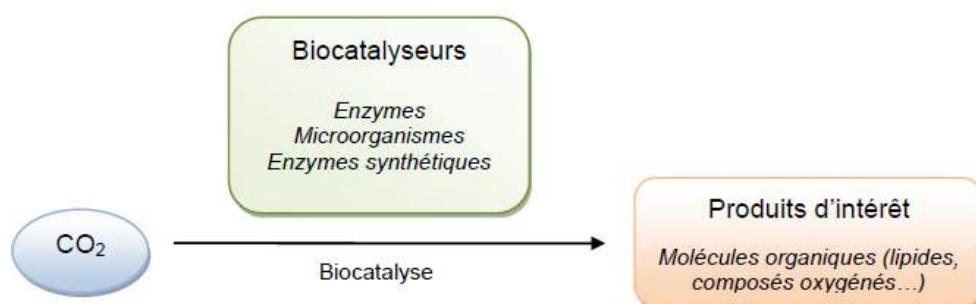


Figure 3.12. Conversion du CO₂ par biocatalyse (RECORD, 2014).

Les principaux avantages de la biocatalyse sont les conditions opératoires douces mises en œuvre telles qu'une réaction souvent à température ambiante et à pression ordinaire. La réaction est sélective et engendre peu de pollution. De plus, la consommation énergétique est souvent relativement faible en comparaison avec d'autres procédés (Centi, 2009).

Diminuer les émissions de CO₂, principal gaz à effet de serre d'origine anthropique, constitue un des enjeux majeurs de ce début de siècle. La croissance de la demande énergétique ne permettant pas, à l'heure actuelle, de s'affranchir des énergies fossiles, le captage et le stockage du CO₂ émis (CSC) constitue une solution à fort potentiel qui fait l'objet de nombreux projets de démonstration. Dans ce domaine, l'Algérie est aujourd'hui bien positionnée, grâce à la production d'électricité fortement carbonée.

3.4. Potentiel de récupération et valorisation de CO₂ en Algérie

Les combustibles fossiles sont largement responsables de la production de CO₂ relargué dans l'atmosphère, et du changement induit sur le climat. La concentration de CO₂ dans l'atmosphère a été relevée de 280 ppm en 1750 (avant la révolution industrielle) à 400 ppm aujourd'hui en 2014 (Ganesh, 2015).

A l'échelle mondiale, le secteur de transport était responsable d'environ 61 % de la consommation mondiale de pétrole et environ 28 % de la consommation finale d'énergie en 2007 (AIE, 2009). Deux secteurs ont produit presque deux tiers des émissions mondiales de CO₂ en 2012: la production d'électricité et de la chaleur ont représenté 42 %, alors que le transport représentait 23 % (AIE, 2014).

"The Methanol Economy" pourrait, donc, en principe, être relativement un chemin réalisable et abordable en vue du remplacement du pétrole (Yang et Jackson, 2012). En 1986, Friedrich Asinger a publié son livre "M Energierohstoffethanol Chemieund" '(Asinger, 1986). Il préconise pour l'avenir l'utilisation du méthanol comme une énergie et produits chimiques de base (Bertau et al., 2014). Cette vision a été redécouverte et affinée par de nombreux scientifiques. Dans le livre "Au-delà du pétrole et gaz : The Methanol Economy" (Olah et al., 2006a), lauréat du Prix Nobel Olah et al., a plaidé en faveur d'une nouvelle approche (la soi-disant "économie de méthanol") de la façon dont l'humanité peut diminuer et éventuellement se libérer de sa dépendance sur la diminution des réserves fossiles (pétrole et gaz naturel et même le charbon) et à atténuer le réchauffement de la planète causé par le dioxyde de carbone relâché par leur combustion excessives. Une économie énergétique sera basée autour de la capture du CO₂ et sa conversion en méthanol (Olah et al., 2006b).

Beaucoup d'études de recherche sont pour la valorisation de dioxyde de carbone. Takeuchi et al. ont décrit et évalué un système représentatif, qui se compose de trois technologies comme l'hydroélectricité, l'énergie solaire thermique, l'énergie solaire photovoltaïque. Ces technologies ont été utilisées dans la valorisation du CO₂, la production d'hydrogène et la synthèse du méthanol (Takeuchi et al., 2001). Maravelias et al. ont décrit un procédé axées sur l'énergie solaire pour la production de méthanol à partir de dioxyde de carbone et l'eau lorsque le système utilise l'énergie solaire concentrée dans un réacteur thermochimique pour revitaliser le CO₂ en CO et puis en water gas shift (WGS) pour produire du gaz de synthèse (un mélange de CO et H₂) puis d'alimenter un réacteur de synthèse du méthanol (Maravelias et al., 2011). Dans l'étude de Soltanieh et al, le méthanol a été synthétisée dans l'unité par le biais de capture du CO₂ des centrales électriques à combustibles fossiles et produit de l'H₂ de l'unité d'électrolyse de l'eau utilisant l'énergie du vent (Soltanieh et al., 2012).

Les énergies renouvelables (solaire, éolienne, géothermique) et le CO₂ capté et utilisé comme matières premières pour produire du méthanol renouvelable sont une option attrayante de réduction des gaz à effet de serre à long terme. Ce carburant renouvelables est compatible pour remplacer le combustible fossile non renouvelable et peut être utilisé dans le secteur des transports.

3.4.1. Sources du CO₂ en Algérie

Le dioxyde de carbone est considéré comme le plus grand contributeur à l'incidence des gaz à effet de serre qui ses concentrations dans l'atmosphère ont augmenté considérablement au cours du dernier siècle. En 2012, les émissions mondiales de CO₂ étaient de 31.7 Gt. Deux secteurs ont produit presque deux tiers des émissions mondiales de CO₂: la production d'électricité et de chaleur représente 42 %, alors que le transport représentait 23 % (AIE, 2014). En 2013, les émissions mondiales annuelles de CO₂ par personne étaient 5.1 tonnes. Toutefois, il a été seulement 3.7 tonnes en Algérie qui représentait 0.39 % des émissions mondiales (CDER, 2014). Le secteur de transport est l'un des plus grands consommateurs d'énergie primaire et émetteur de dioxyde de carbone en Algérie. Sa part en émissions de CO₂ a augmenté de 26.26 % en 2000 à 32 % en 2012. Ses émissions totales sont passées de 16.68 Mt en 2000 à environ 36.6 Mt en 2012, avec un taux de croissance annuel moyen de 6.76 %.

Les centrales électriques, les raffineries, le ciment et l'acier, du fer plantes étaient les plus grands producteurs des émissions du CO₂ en Algérie avec un montant de 49.32 millions de tonnes, comme illustré dans le tableau suivant.

Tableau 3.3 : Principaux émetteurs de dioxyde de carbone en Algérie

Sources	Technologie	Nombre des unités	Emissions(Mt/an)
Raffineries	Ref	6	7.34
Centrales électriques	Cycle Combiné	4	13.86
	Turbine à gas	29	6.8
	Turbine à vapeur	6	7.4
Cimenteries	Cem	14	13.12
Sidérurgie	St&Ir	1	0.8
Total		60	49.32

Le grand émetteur de CO₂ en Algérie est le secteur énergétique. Les centrales électriques émettent 28.06 Mt ou 50% proviennent de celles à cycle combiné. Les émissions du CO₂ au niveau des 6 raffineries sont de 7.34 Mt par an.

Outre la production d'énergie, la mise en place de solutions de captage et stockage ou conversion du CO₂ intéresse d'autres industries car cela leur permet de concilier développement et maîtrise des émissions. Cela concerne la sidérurgie, la production de ciments et le traitement des déchets. Dans le secteur de la sidérurgie (la production d'une tonne d'acier engendre le rejet de 1.8 tonne de CO₂) le montant annuel est 0,8 Mt. Les émissions de CO₂ dues à la production de ciment représentent 7 à 8% des rejets anthropiques mondiaux (IPCC. 2005). En Algérie, les rejets sont de l'ordre de 13.12 Mt en 2013. Il est possible aussi de capter et stocker du CO₂ émis lors du traitement des déchets.

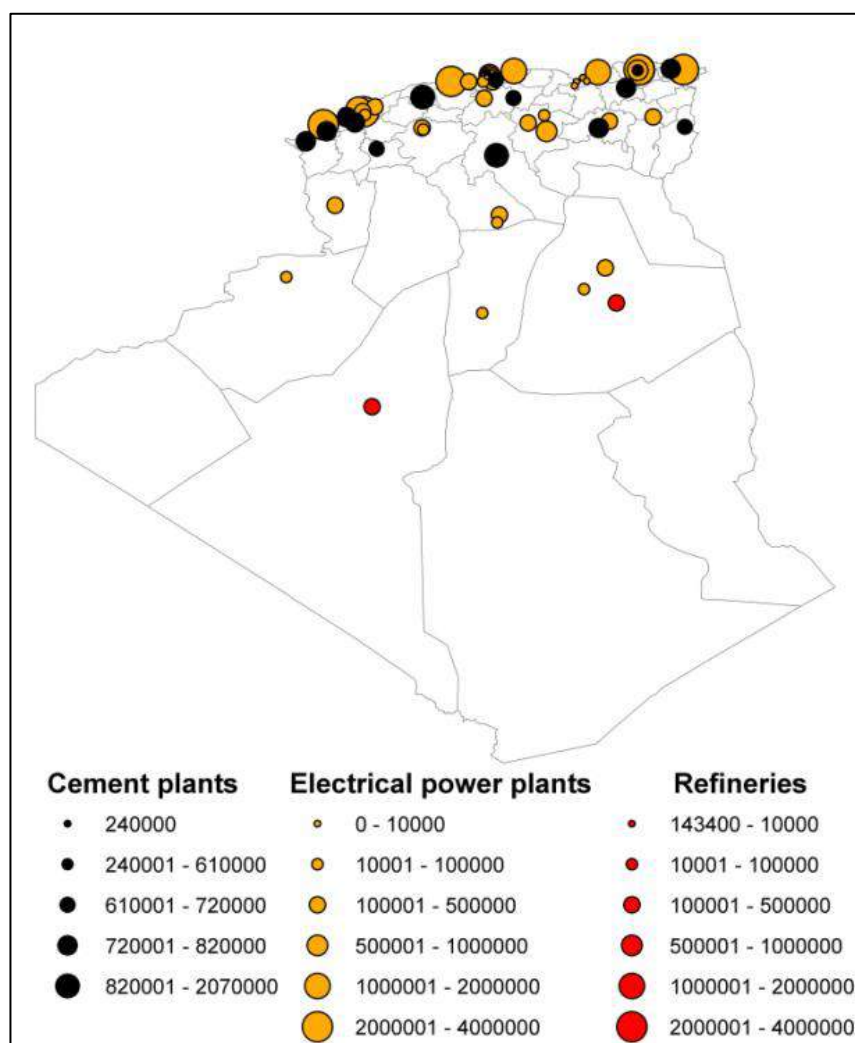


Figure 3.15. Sources stationnaires du CO₂ in Algérie (tonnes CO₂/an)

La figure 3.15 montre que plus de 90 % des émissions de CO₂ à partir de points stationnaires sont concentrés dans le Nord. Pour minimiser l'émission de CO₂ résultant de la production de gaz, l'Algérie a élaboré un programme qui a permis de torcher de gaz associé et a promis de l'éliminer tous ensemble en guise de ré-injection. Le pays a commencé la plus

grande opération de stockage de dioxyde de carbone excédentaire dans le monde (800 000 tonnes par année, 1.2 miles au-dessous du sol) (MEM, 2011). A In Salah, l'injection de CO₂ a été lancée en 2004 et suspendu en juin 2011. Durant cette opération, 3.8 millions de tonnes de CO₂ a été stockée dans la formation Krechba.

3.4.2. Bilan de carbone en Algérie

Le dioxyde de carbone est l'un des principaux gaz à effet de serre et est formée à la suite de la consommation de combustibles fossiles. Les émissions anthropiques actuelles de CO₂ proviennent principalement de sources stationnaires telles que les centrales électriques, les cimenteries et les usines de production de fer et d'acier. Pour réduire considérablement les émissions, la récupération du CO₂ à partir de sources naturelles et industrielles est manifestement en train de devenir nécessaire (Olah et al., 2009). En Algérie, les sources de CO₂ exploitables sont les centrales à gaz de production d'électricité, les cimenteries, les usines sidérurgiques et les chaudières.

Les étapes nécessaires pour la conversion de CO₂ en carburants sont : la collection d'énergie renouvelables (solaire, éolien, géothermie etc.), la disponibilité de la matière de base (CO₂, H₂O) et la transformation de cette matière en produits. Selon Schreiber et al, le réacteur photocatalytic a permis de produire 655 g de méthanol ou 0.410 m³ de méthane (conditions normales) à partir de 1 kg de CO₂. Les réactions de conversion sont décrites par les équations suivantes (Schreiber et al., 2014) :



Sur la base de ces résultats, nous avons utilisé dans notre étude un facteur de conversion qui correspond au rapport entre la quantité du CO₂ consommée et le méthanol produit. Ce facteur est égale à 655 g de CH₃OH/ kg de CO₂.

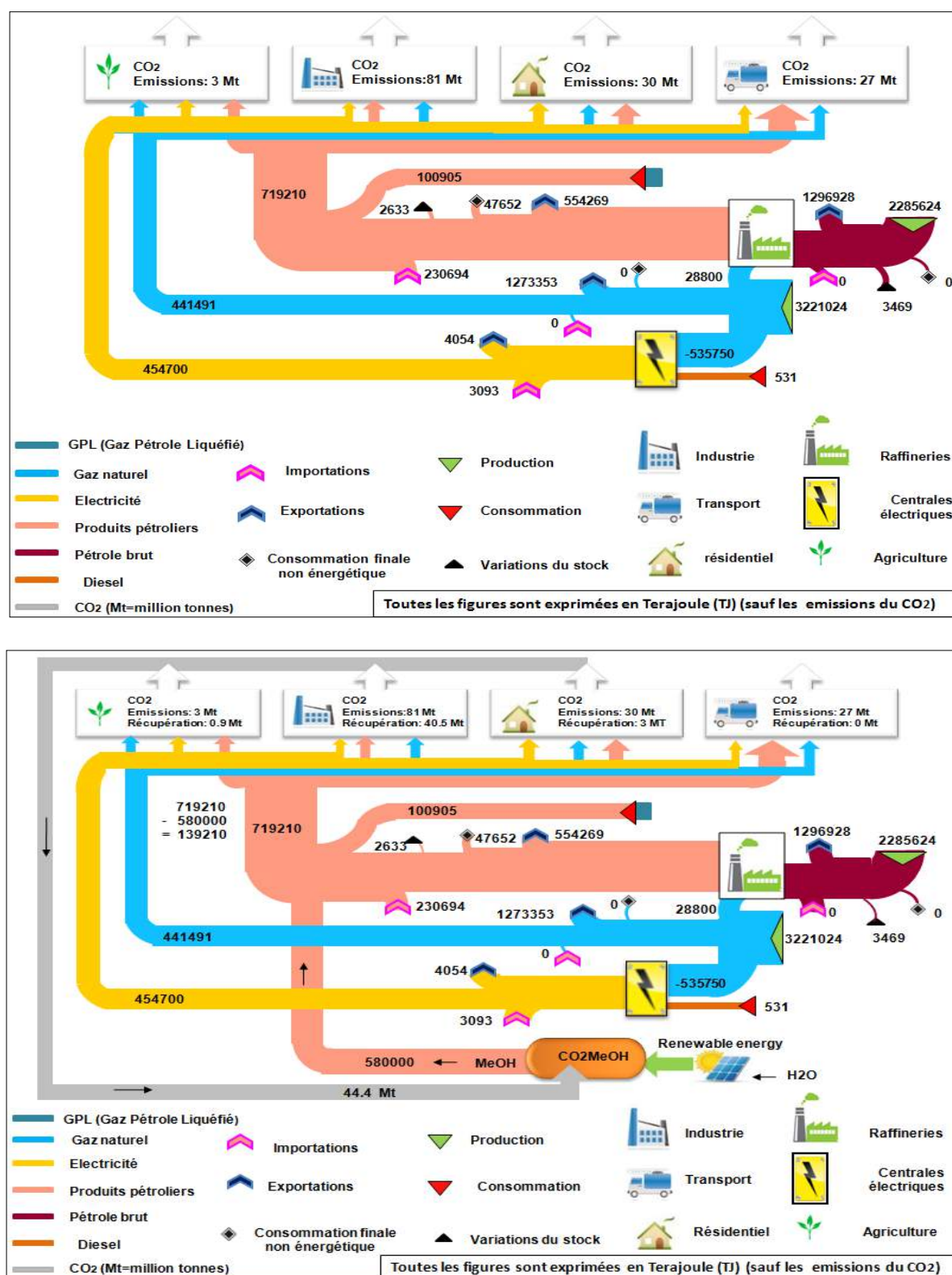


Figure 3.16. Flux énergétique futur avec et sans production de méthanol à partir de CO₂.

Selon la figure ci-dessus, le premier graphique présente la situation énergétique actuelle où la consommation finale de produits pétroliers était de 17,200 ktep (719,210 TJ) pour tous les secteurs. Le deuxième graphique montre le potentiel de production d'énergie

sous forme de méthanol à partir des quantités de CO₂ émises par la production actuelle d'énergie (MEM, 2013; AIE, 2014). On suppose des taux de récupération du CO₂ de 10 %, 50 %, 0 % et 30 % dans les secteurs des ménages, de l'industrie, les transports et l'agriculture respectivement. Au total, il est estimé qu'environ 44.4 millions de tonnes de CO₂ pourraient être captées chaque année. Sans pertes de CO₂ ultérieures, il serait théoriquement possible de produire 40 Md litres de méthanol ayant une valeur énergétique de 580,000 TJ. La production de méthanol à partir de CO₂ permettrait de remplacer environ 80% des 719,210 TJ (MEM, 2013) de produits pétroliers par un hydrocarbure liquide renouvelable.

3.4.3. Aspect économique

La production de méthanol mondial actuelle est d'environ 45 millions de tonnes par an et est principalement fondée sur les combustibles fossiles, principalement le gaz naturel (IRENA et IEA- ETSAP, 2013). En Algérie, la production de méthanol est 78,370 tonnes en 2013 (Sonatrach, 2013) qui représentent moins de 1 % de méthanol produit à partir de CO₂ récupéré.

Le coût de la production du méthanol à partir de charbon ou de méthane est aujourd'hui de 0.08 €/kg facilitée par le faible prix actuel du charbon et du gaz naturel (centi et Perathoner, 2009). Les estimations des coûts de la production du méthanol à partir de CO₂ sont décrites par plusieurs chercheurs : Maravelias et al. (2011), Soltanieh et al. (2012), Bockris (2011), IRENA et IEA- ETSAP (2013) et Galindo et Badr (2007). La production de méthanol à partir du CO₂ est estimée être le plus cher processus de production, avec des chiffres oscillant entre 25 et 30 €/GJ (Galindo et Badr, 2007).

Selon Bockris (2011), le coût de la production du méthanol varie de 23€ à 26€/GJ où les ressources nécessaires pour produire du méthanol sont l'eau, le CO₂ capté de l'atmosphère et l'éolien pour produire de l'hydrogène par l'électrolyse de l'eau (Bockris, 2011). Dans l'étude de Soltanieh et al (2012), le coût de la production du méthanol est de 24 €/GJ (Soltanieh et al., 2012). Selon Maravelias et al (2011), le coût de méthanol dans leur étude est 19 €/GJ (Maravelias et al., 2011). En Islande, 80 % de l'électricité est produite à bas prix grâce à l'énergie géothermique et l'hydroélectricité sources, le coût de production estimée est d'environ 25-45 €/GJ (IRENA et IEA- ETSAP, 2013).

Tableau 3.12 : Coûts de production du méthanol

Energie utilisée	Coût (€/GJ CH ₃ OH)	Coût total (M€)	Références
Solaire	19,4	11 252	(Maravelias et al., 2011)
Eolien	24 23-26	13 920 13 340-15 080	(Soltanieh et al., 2012) (Bockris, 2011)
Géothermie	25-45	14 500-26 100	(IRENA and IEA- ETSAP, 2013)

Les coûts de production de méthanol basée sur le CO₂ à l'aide de l'énergie solaire, éolienne et géothermique sont 19.4, 23-26 et 25-45 €/GJ respectivement (tableau 3.12). Au total, le coût de 32 Mt de méthanol avec une valeur énergétique de 580,000 TJ est estimé dans un intervalle allant de 11,252 à 26,100 M€. Les coûts de production de bio-méthanol, comparativement à la production à partir des combustibles fossiles, sont 1.5-4.0 fois plus élevés (IRENA et IEA- ETSAP, 2013).

3.4.4. Cycle neutre de carbone en Algérie

Le CO₂ est naturellement produit pendant le processus de respiration de tous les êtres vivants, et est recyclé par les végétaux lors du phénomène de photosynthèse pour former ce qu'en appelle le cycle du carbone. Malheureusement, le CO₂ est également générés à partir de la combustion de combustibles dans divers systèmes d'énergie stationnaires et mobiles. Le cycle neutre de carbone net peut être atteint par le captage du CO₂ de sources concentrées et de l'atmosphère, et puis en le convertissant en combustibles liquides, telles que le méthanol. La figure 3.17 présente les voies possibles de production des composants hydrocarbonés à partir du CO₂ en utilisant des énergies renouvelables.

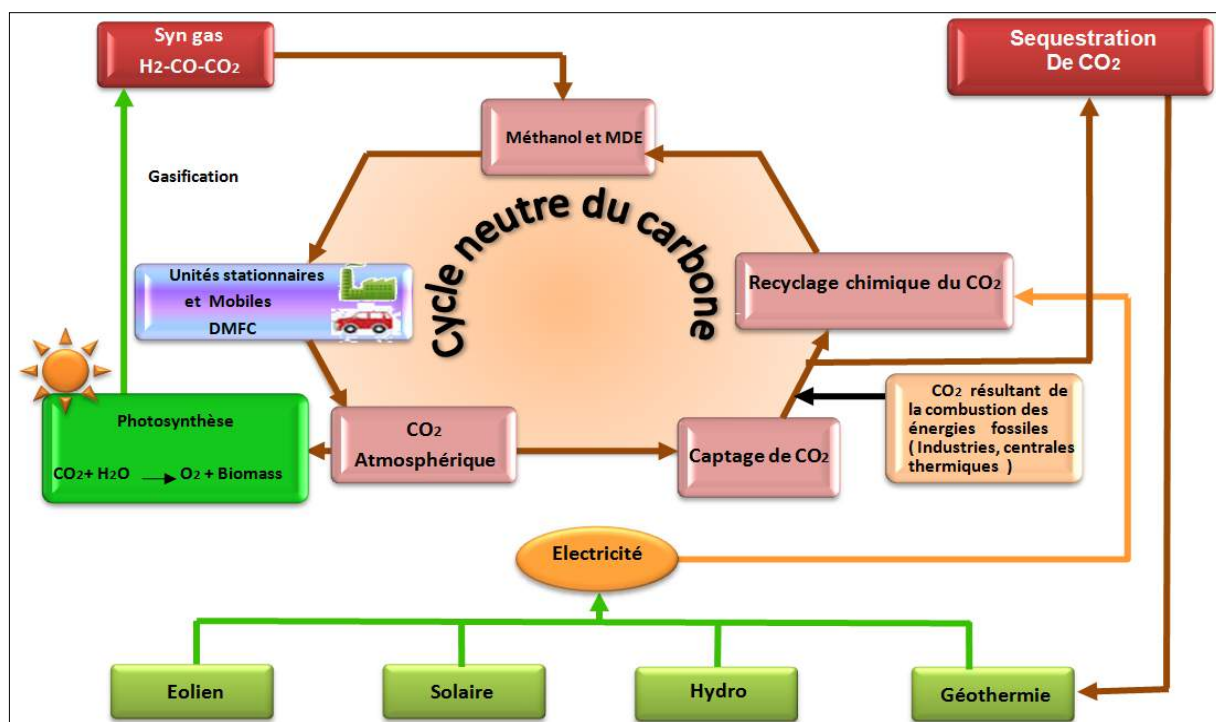


Figure 3.17. Cycle neutre de carbone pour la valorisation du CO₂ en Algérie.

Cette étude traite la possibilité de recycler le dioxyde de carbone par production de méthanol afin de l'utiliser comme combustible de substitution. En général, l'énergie primaire consommée pour la conversion du CO₂ est l'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire, éolienne et l'énergie géothermique (séquestration du CO₂). Le méthanol obtenu peut être utilisé comme carburant dans le secteur des transports algérien.

3.4.5. Méthanol renouvelable comme vecteur énergétique

Le méthanol possède d'excellentes caractéristiques de combustion ce qui le rend un carburant adapté pour le moteur à combustion interne et les véhicules fonctionnant par les piles à combustible de type DMFC (Olah et al., 2009). Le véhicule à méthanol roule 19,300 km (12,000 miles) annuellement et consomme 1,650 litres (436 gallons) de méthanol (55 milles/gallon) (AMI, 2000). En outre, le méthanol peut être ajouté aux mélanges ternaires à l'essence et d'éthanol, ce qui peut contribuer à accélérer une transition progressive vers les carburants neutre en carbone (Bockris, 2011).

Tableau 3.13 : Applications mondiales du méthanol dans le secteur de transport.

Lieu	Applications	References
Etat Unis d'Amérique (California)	M15, M85	(Olah et al., 2009)
Japon	Stations-service d'approvisionnement en méthanol	(Tzeng et al., 2005)
Suède	Methanol flex-fuel vehicles	(MI, 2011)
Chine	M100, M85, M15	(Yang and Jackson, 2012)
Allemagne	Methanol-driven fuel cells	(FuelCellToday, 2013)

Le méthanol est utilisé commercialement dans des applications pratiques (tableau 3.10) selon trois modes : M100 (méthanol pur), M85 (la fraction massique de méthanol est de 85 %) et M15 (la fraction massique de méthanol est de 15%) par exemple, en Chine et aux Etats-Unis (Californie) (Yang et Jackson, 2012; Olah et al., 2009). En Chine, des taxis et des autobus sont en cours d'exécution circulant avec du carburant mélanges au méthanol de haut niveau (M85 à M100), et des stations-service vendent des mélanges de bas niveau (M-15 ou moins) dans de nombreuses régions du pays (MI, 2011). Depuis 1992, les stations-service offrant le méthanol sont déjà disponibles au Japon (Tzeng et al., 2005).

Selon l'American methanol Institute AMI, le cycle complet de carburant et des émissions de dioxyde de carbone ainsi que d'autres gaz à effet de serre d'un MFCV (Methanol Fuel Cell Vehicle) est moins de la moitié de ceux d'un véhicule à essence combustion interne (AMI, 2000). En Algérie, le transport représente environ 31 % de la consommation d'énergie, 90% du transport de carburant provient de pétrole (MEM, 2013).

3.5. Etude prospective du secteur de transport à l'horizon 2045

3.5.1. Contexte actuel du secteur de transport Algérien

3.5.1.1. Réseau routier

Le transport en Algérie est diversifié vu la superficie de l'Algérie. La densité du réseau routier en Algérie est à l'image de la répartition de la population et des activités; la densité est très élevée au nord, assez lâche sur les hauts-plateaux et très dispersées au sud. Le réseau routier Algérien est l'un des plus importants du Maghreb et d'Afrique, d'une longueur de

112,039 km, répartie sur 29,573 km de routes nationales, 24,109 km des chemins de wilayas et 60,420 km des chemins communaux.

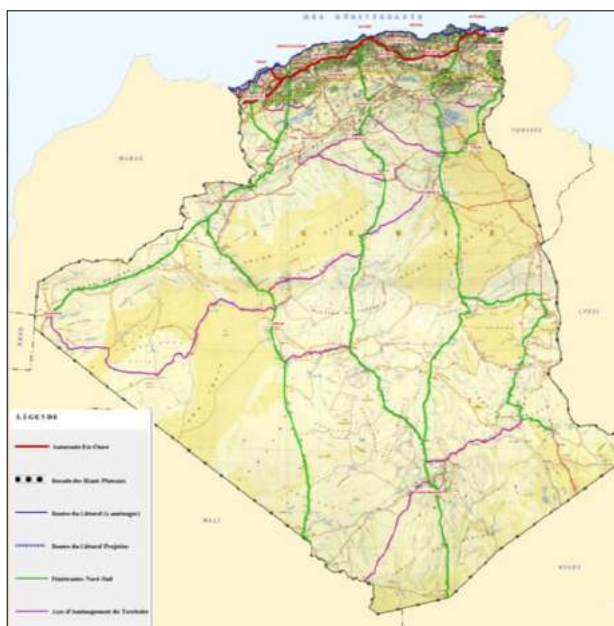
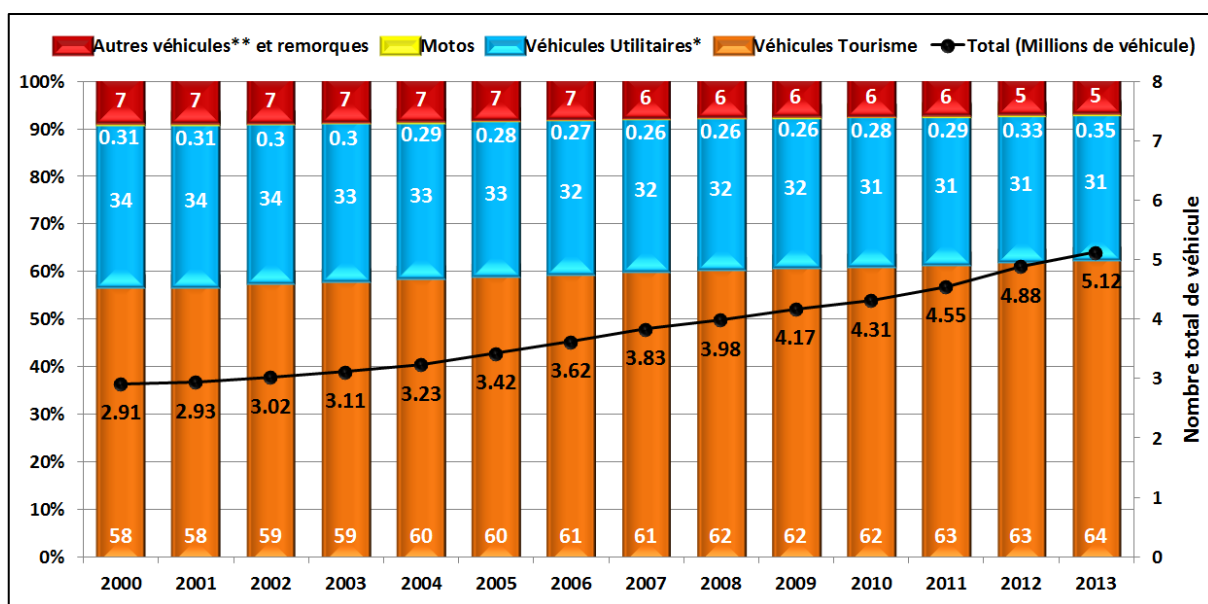


Figure 3.18. Réseau routier algérien (MTP, 2013)

Le réseau routier est en plein développement grâce au programme de modernisation des transports routier et ferroviaire qui prévoit la réalisation de l'autoroute Est-Ouest de (1,216 km) l'autoroute des hauts plateaux de (1,330 km) permet de relier la ville d'Annaba de l'extrême Est jusqu'à la ville de Tlemcen à l'extrême ouest, et la réalisation de 19,000 km de route, ainsi la finition de la route transsaharienne (nord-sud) (MTP, 2013).

3.5.1.2. Parc automobile

En 2013, le transport routier représente plus de 95 % de tout le trafic. La figure 3.19 représente la répartition de parc automobile en pourcent par type de véhicules entre 2000 et 2013.



* Véhicules utilitaires = Camions + camionnettes + autocars et bus + tracteurs routiers

** Autres véhicules = Autres tracteurs (Tracteurs agricoles) + Véhicules spéciaux.

Figure 3.19. Répartition de parc automobile par type de véhicules (ONS, 2014).

Les principaux contributeurs au transport routier sont les véhicules utilitaires légers, les camions légers et lourds et tracteurs (agriculture et route). Selon Boughdaoui et al (2009), le kilométrage annuel moyen parcourus par ces catégories sont 25,000 km, 63,000 km et 78,000 km, respectivement (Boughdaoui et al., 2009).

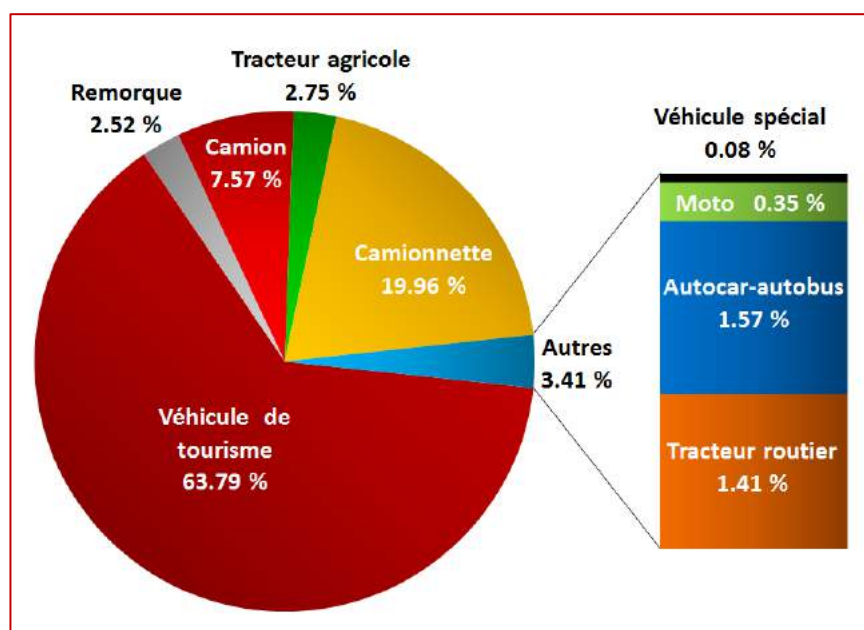


Figure 3.20. Structure du parc automobile selon le genre en 2013 (ONS, 2014).

En 2013, le parc national automobile atteignait 5,123,705 véhicules, soit une hausse de 2,210,109 unités par rapport à 2000. Par genre, les véhicules du tourisme représentent 63,79 %, soit 3,268,220 unités de l'ensemble du parc automobile, suivis des camionnettes avec 1,022,691.52 unités (19.96%), des camions avec 387,864 unités (7.57%), des tracteurs agricoles avec 140,902 unités (2.75%), des remorques avec 129,117 unités (2.52%), des autocars et autobus avec 80,442 unités (1.57%), des tracteurs routiers avec 72,244 unités (1.41%), des motos avec 17,933 unités (0.35%) et des véhicules spéciaux avec 4,099 unités soit seulement 0.08% du total.

3.5.1.3. Consommation d'énergie

Le secteur de transport est un secteur important en termes de consommation d'énergie et des émissions de CO₂. Le secteur de transport représente le secteur économique Algérien le plus consommateur de l'énergie. Sa part dans la consommation énergétique totale a atteint 37% en 2013. En fait, il est le secteur clé en termes de la consommation énergétique et d'émission du CO₂.

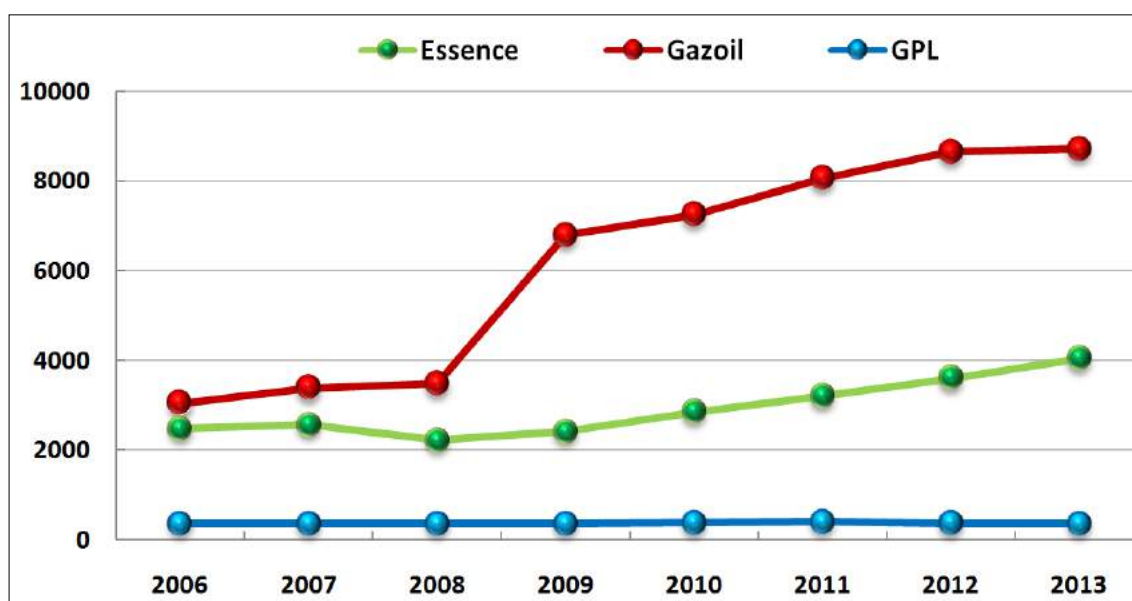


Figure 3.21. Evolution de la consommation d'énergie par source d'énergie (ktep)

La consommation totale d'énergie dans le secteur des transports en 2013 atteint à 13.889 Mtep et qui a augmenté d'environ 3.86 % au cours de la dernière année (MEM, 2013). La majorité de cette consommation dérivée de l'essence et diesel, avec une consommation totale de 8,708 ktep et 4,054 ktep, respectivement. Le GPL «SIRGHAZ» est aujourd'hui le

carburant le moins cher du marché algérien; mais sa part relative dans le mix carburant n'est que de 3% et sa consommation stagne à un niveau bas. La consommation d'essence et de carburant diesel dans le secteur des transports a continué à augmenter au cours des dernières décennies. En 2013, plus de 90 % des produits pétroliers sont consommés par le secteur des transports où 68.94% des véhicules sont alimentés à l'essence et 31.06% avec carburant diesel (MEM, 2013).

3.5.1.4. Emissions du CO₂

Le transport est devenu l'une des premières sources de pollution. Le secteur de transport représente l'un des principaux secteurs émetteurs du CO₂ en Algérie, soit 32% des émissions nationales.

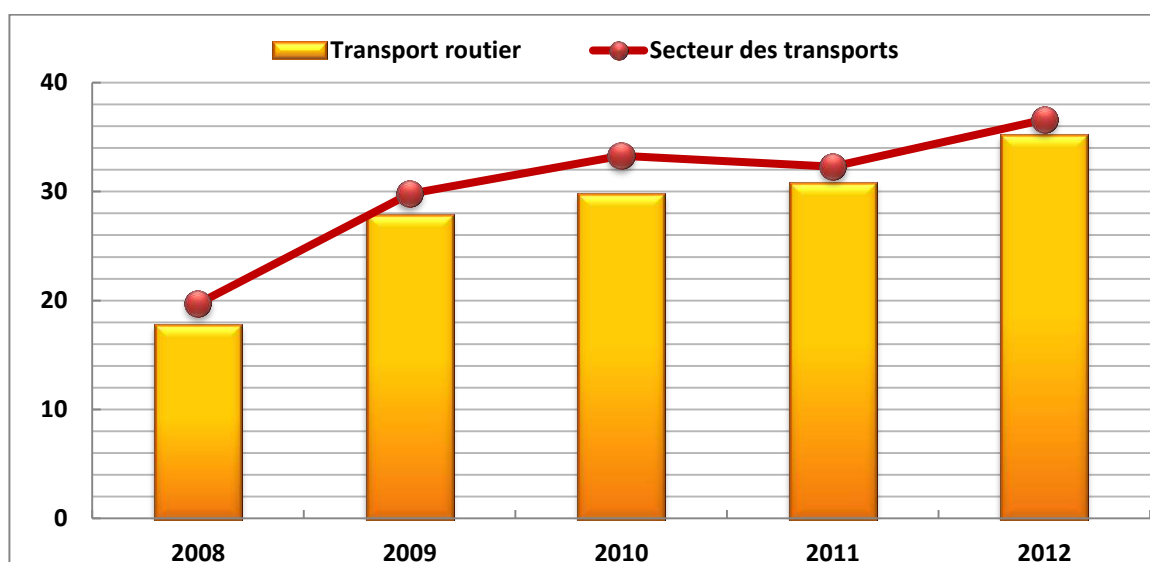


Figure 3.22. Evolution des émissions de CO₂ dans le secteur des transports et le transport routier (Mt).

D'après le graphique ci-dessus, qui illustre l'évolution des émissions de CO₂ dans le secteur de transport et le transport routier durant la période 2008-2012. En 2008, les émissions dans le secteur de transport étaient autour de 19.7 Mt et elles sont aux environs de 36.6 Mt en 2012. Les émissions du CO₂ dues au transport routier ont globalement une tendance haussière au cours cette période, soit un taux de progression global de 198%. Le taux de croissance annuel moyen est de l'ordre de 14.3 %. Les émissions produites par le transport sont généralement importantes en comparaison avec les autres secteurs économiques. Ceci s'explique par la dépendance du secteur à 95% des produits pétroliers.

3.5.2. Analyse prospective

Le problème de l'énergie dans les transports est également de ceux que la prospective doit prendre en considération. Deux scénarios sont envisagés. L'un tendanciel et le second volontariste.

Dans notre étude, nous avons utilisé un modèle élaboré dans l'ArcGIS (décrit par Ni J et al., 2005) pour quantifier la répartition spatiale et la demande en méthanol pour chaque niveau de pénétration du marché des véhicules au méthanol. Ce modèle est basé sur des caractéristiques spatiales: la densité de la population, le nombre de véhicules par habitant, la consommation journalière du méthanol par véhicule et le taux de pénétration du marché. Les données et les paramètres utilisés dans cette étude sont décrits comme suit :

-Notre analyse commence avec les données (population, densité de population) pour l'année 2008 (ONS, 2008) et du parc automobile pour l'année 2012 (ONS, 2012).

-Comme la demande de méthanol se produira à l'avenir, une année de base de 2045 a été utilisée pour l'analyse.

-Population projetée et les facteurs de croissance du parc automobile de 2015 à 2045 ont été obtenus pour l'Algérie. Ces ont servi à projeter la population et le parc automobile à court et long terme (6 plans) pour chaque région avec des taux de croissance annuels de 1.6 % (SNAT, 2010) et de 4.4 % respectivement (voir le tableau 3.13).

Tableau 3.13 : 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

-La densité de la population DP (hab/km²) a été calculée en divisant la population de chacune des wilayas par sa superficie (km²).

-Une estimation du nombre total de véhicules par km² a été calculée en multipliant la densité de la population par une estimation du véhicule par hab VH.

- La densité de véhicule au méthanol (VM/km²) a été calculée en multipliant le nombre total de véhicules par km² par le taux de pénétration des marchés TPM.

- La densité de la demande en méthanol DDM "kg de CH₃OH/(jour.km²)" a été calculée en multipliant la densité du véhicule à méthanol (VM/km²), avec l'estimation de la consommation moyenne du carburant de 7 kg de CH₃OH/jour. véhicule. Cette estimation est basée sur l'hypothèse que le véhicule parcourt un kilométrage moyen de 38 000 km/an (Boughdaoui et al., 2009) et consomme 7 kg de méthanol toutes les 100 km.

- La demande en méthanol DM (kg CH₃OH/jour) dans la région d'intérêt peut être calculée en multipliant la densité de la demande en méthanol DDM exprimée en "kg CH₃OH/(jour. km²)" par la superficie.

3.5.2.1. Méthodologie

Le modèle basé sur les données est utilisé pour calculer la densité de la demande en méthanol:

$$DM = DP \times VH \times TPM \times CM \quad (3.1)$$

Où DM est la demande en méthanol (kg CH₃OH/jour), DP est la densité de la population (hab/km²), VH est nombre de véhicule par habitant (véhicule/hab), TPM est le taux de pénétration du marché (7 %, 17.9 %, 32.6 %, 52.1 %, 73.7 % et 100 %) et CM est la consommation journalière moyenne de méthanol (7 kg de CH₃OH/véhicule. jour).

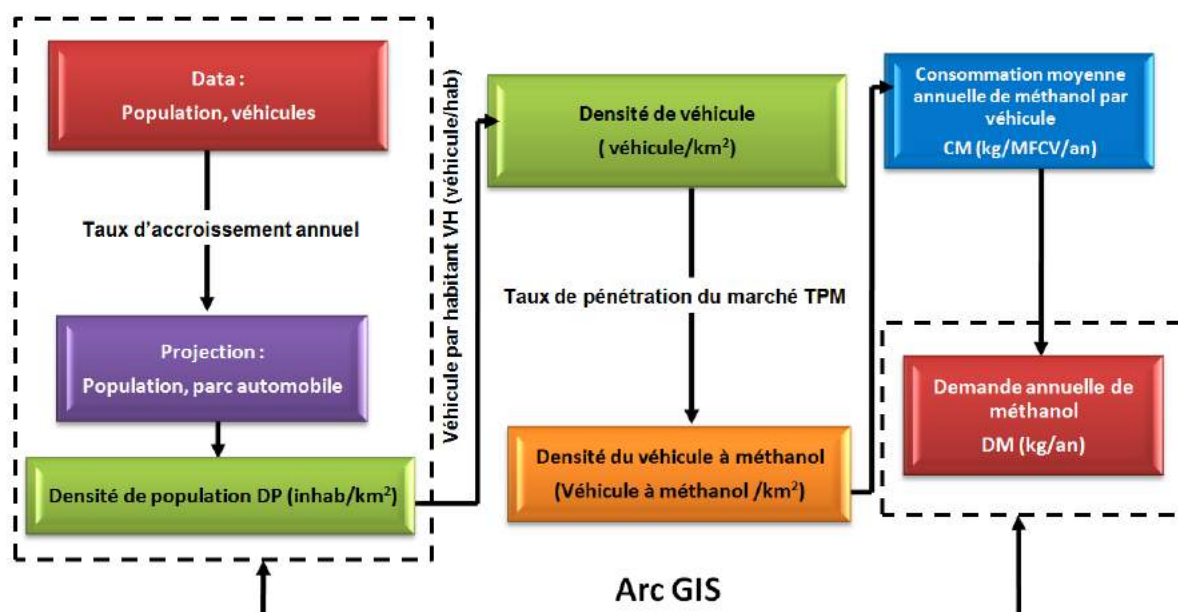


Figure 3.21. Organigramme d'estimation de la demande annuelle du méthanol.

Le diagramme ci-dessous résume les procédures de calcul de la demande en méthanol et du processus de SIG. Le logiciel utilisé durant cette étude est l'ArcGIS 9.3. Ce qui nous permettra de mieux présenter les données et visualiser des cartes dans le domaine de transport.

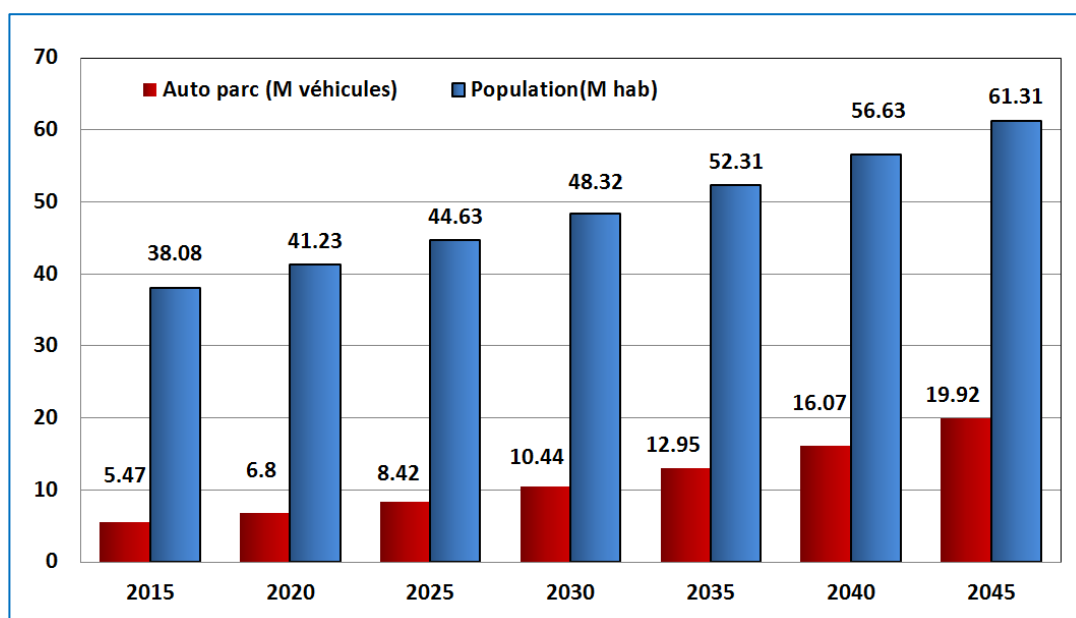


Figure 3.22. Evolution de la population et du parc automobile.

Basé sur les données statistiques algériens et les taux de croissance moyennes 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 en 2045, où, le nombre de véhicules au méthanol 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.

3.5.2.2. Aspect énergétique

Pour l'évaluation des demandes en méthanol annuel; nous considérons la demande projetée du méthanol dans chacune des 48 régions en Algérie pour les années 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 et 2045 (Reciouï et al, 2016). La figure 3.24 représente l'évolution annuelle de la demande en méthanol et le parc de véhicules.

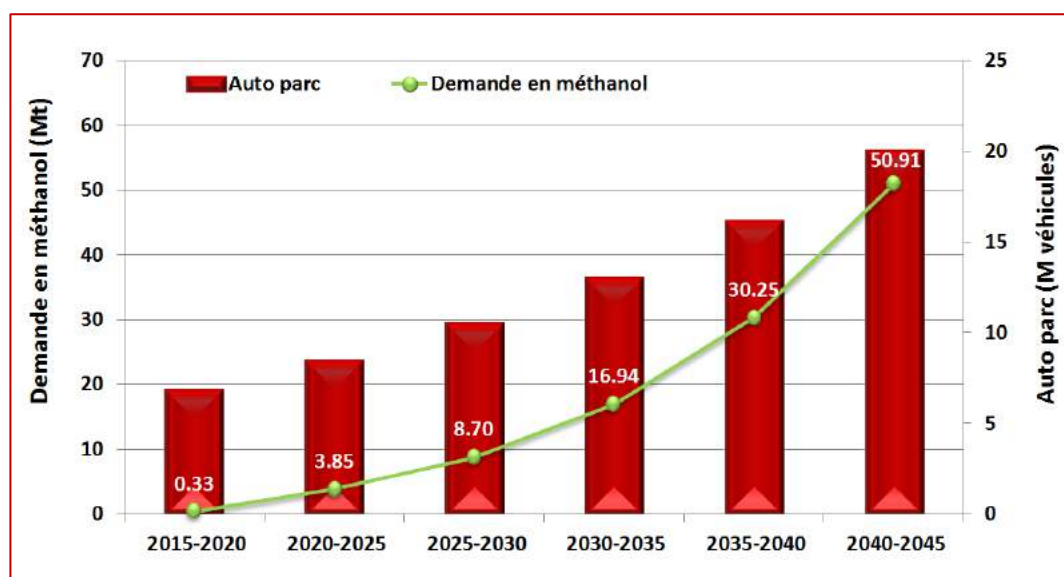


Figure 3.24. Evolution de la demande en méthanol et du parc automobile.

Dans le premier plan (P1), à 7 % de la pénétration du marché, la demande de méthanol est 1.21 Mt/an et il est surtout concentré dans la région de la capitale Alger, qui représentent 26 % de la demande nationale total. La demande en méthanol variait de 16.9 à 30.25 Mt/an entre le 51.2% et 73.7% Scénario. Dans le dernier plan (P6), la demande en méthanol a atteint environ 50.91 Mt/an.

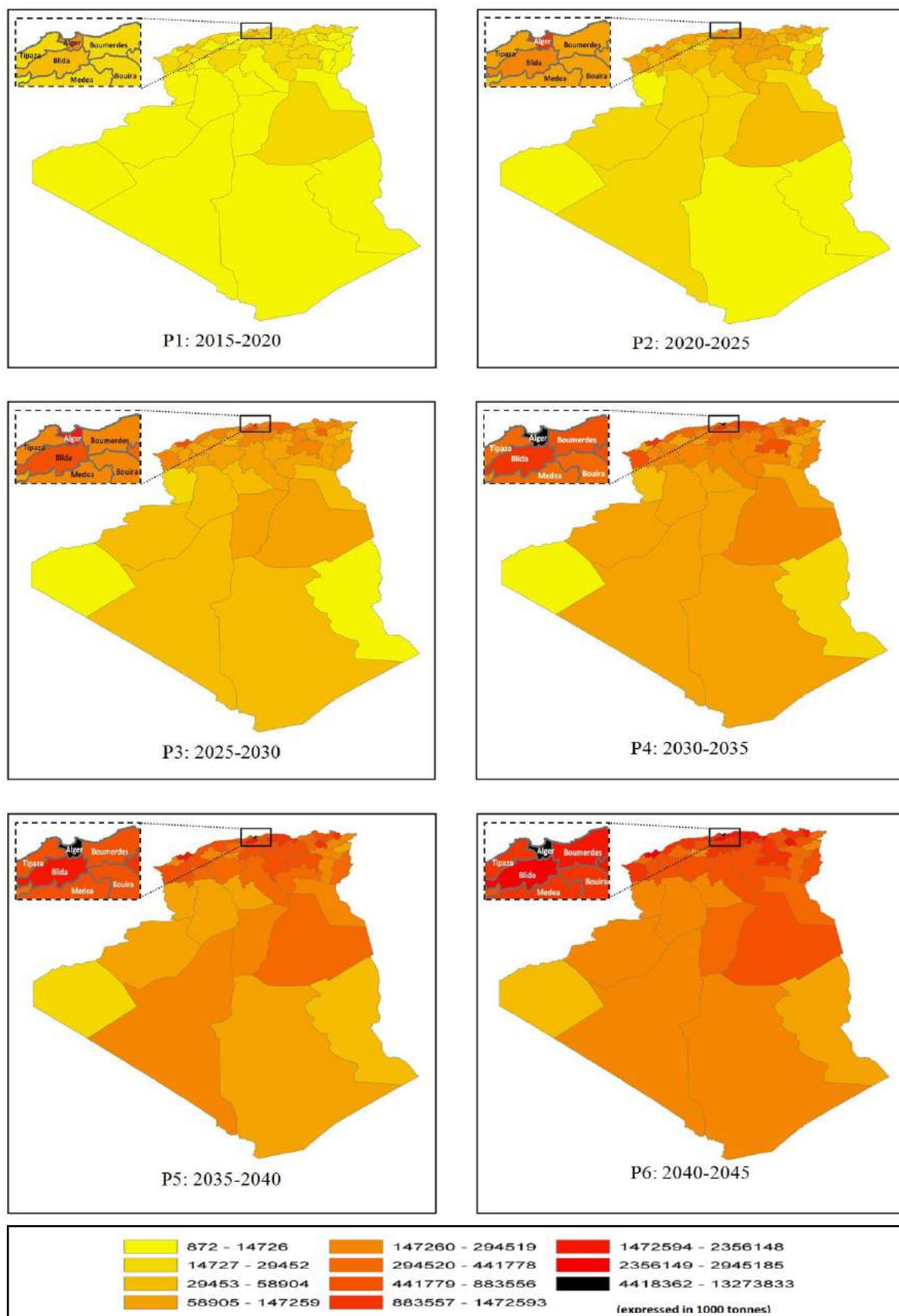


Figure 3.25. Distribution spatiale de la demande annuelle de méthanol par région en Algérie (kt).

La figure 3.25 montre la répartition de la demande en méthanol de 2015 à 2045 par wilaya. Une fois la demande de méthanol annuel a été calculé pour chaque région, une représentation graphique a été produite à l'aide des outils SIG. Dans l'examen annuel de la répartition géographique, la demande de méthanol un grand écart existe entre les régions du Nord et du Sud, où la majorité de la demande de méthanol demeure dans les régions du nord en particulier dans la région de la capitale Alger.

3.5.2.3. Aspect environnemental

Deux catégories de scénarios ont été mises au point: un scénario de base (de référence) véhicule à carburant conventionnel " VCC" et scénario volontariste appelé véhicule au méthanol "VM", qui sera comparé au scénario de base.

- Scénario "VCC" suppose que le parc demeure très majorité composé de véhicules à essence et au diesel.
- Le " VM " scénario est caractérisé par l'introduction de méthanol dans la flotte de véhicules en 2015 jusqu'à un pourcentage de 100% à horizon 2045. Ce carburant est produit par la conversion du CO₂.

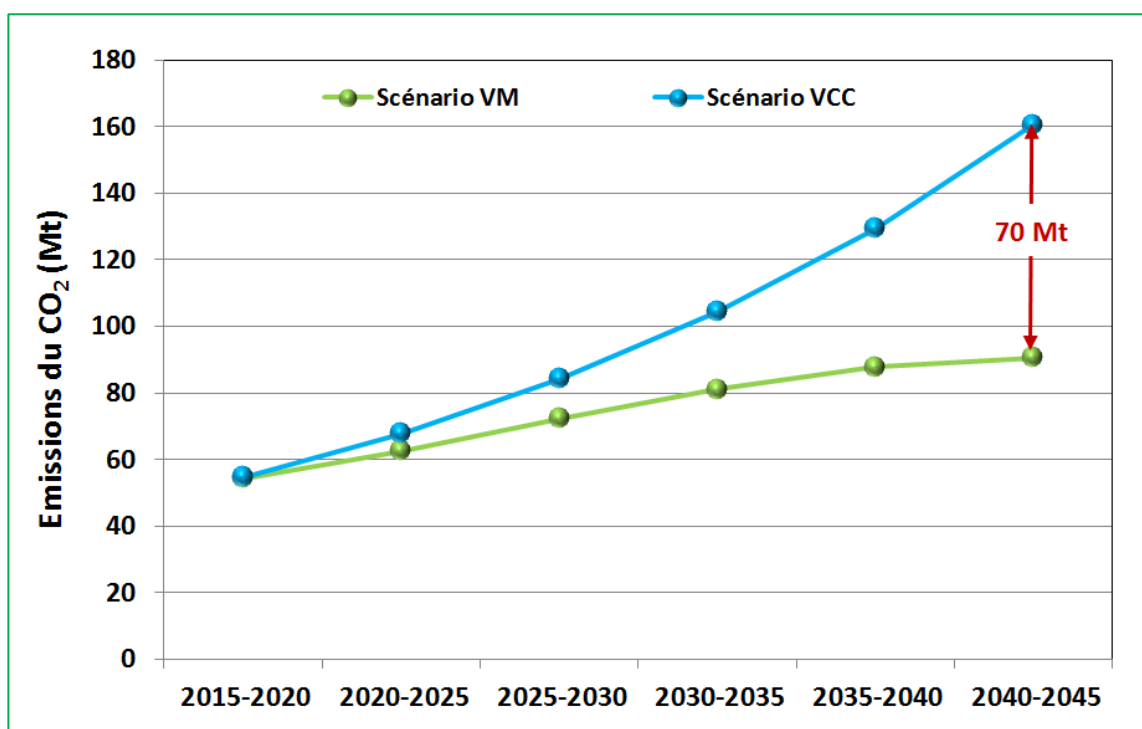


Figure 3.26. Evolution des émissions du CO₂ à l'horizon 2045

La figure 3.30 présente des émissions de dioxyde de carbone projeté du véhicule en Algérie par type de carburant à partir de 2015 à 2045. Seules les émissions de CO₂ sont examinées depuis ces émissions constituent 93.4 % des émissions de GES produites par le secteur des transports (Mishalani et al., 2014). des émissions de CO₂ des véhicules sont déterminés par la quantité de carburant pour véhicule - consommation et l'intensité des émissions de carbone du combustible consommé, l'intensité d'émission de masse par unité de masse de carburant (tonnes CO₂/tonne de carburant), l'intensité des émissions du méthanol, de l'essence et le diesel sont de 1.374; 3.172 (Vancoillie et al., 2012) et 3.2 (Andress et al., 2011; Kreutz, 2011), respectivement.

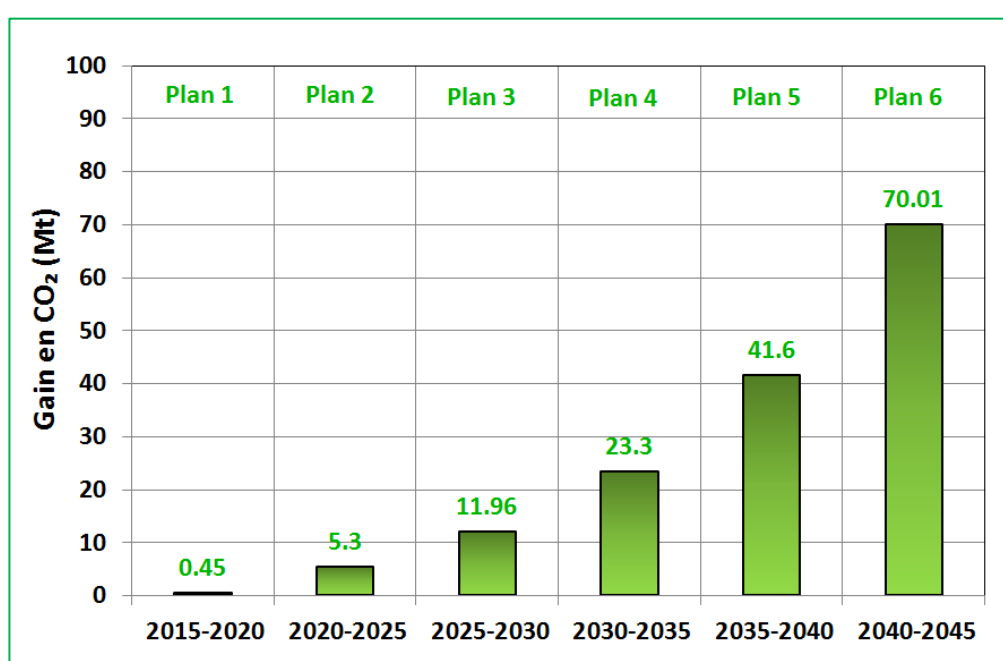


Figure 3.27. Evolution du gain en CO₂

En termes de performances environnementales, la réduction des émissions de dioxyde de carbone du secteur des transports a été remarquable au cours de l'année 2045 où le scénario de VM fournit la meilleure réduction des émissions de CO₂ de 70 Mt (43 %) par rapport au scénario de base VCC.

3.6. Conclusion

Dans ce chapitre, une analyse sur le développement de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier à l'horizon du temps (2015-2045) a été faite. L'intégration du méthanol 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 termes des émissions de CO₂, d'autre part. La part des véhicules au méthanol 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 16.92 Mtep en 2020 et 40.03 Mtep en 2045 de carburants fossiles; cette évolution est essentiellement due à la croissance rapide du parc automobile qui atteindra environ 20 millions véhicule en 2045. Avec l'intégration du méthanol dans le parc, ses consommations de carburants fossile sont réduites à 15.73 Mtep en 2020 et 10.53 Mtep en 2045. Le transport routier est à l'origine de l'émission de 83 Mt de CO₂ en 2025 et 160 Mt de CO₂ en 2045 dans le cas des carburants fossiles; c'est le secteur qui connaît la croissance « naturelle » la plus élevée sans aucune intervention. Les orientations inscrites dans le deuxième cas (véhicule au méthanol) permettent de réduire les émissions du secteur en 70 Mt de CO₂ en 2045. Cette réduction est obtenue principalement par la croissance du taux de pénétration de véhicule au méthanol dans le marché national.

Chapitre 4

Cogénération

4.1. Introduction

Les émissions de CO₂ d'origine fossile constituent une des causes principales du phénomène du réchauffement climatique. Le domaine de la production d'électricité est directement concerné par ce problème, car de nombreuses technologies actuellement en exploitation utilisent des ressources fossiles telles le charbon, le gaz naturel ou le pétrole comme vecteurs énergétiques (Bolliger, 2010). Dans le contexte actuel de lutte contre le réchauffement climatique et d'utilisation rationnelle de l'énergie, la cogénération apparaît comme une technologie de choix à promouvoir. La récupération et la valorisation de la chaleur perdue, en vue d'améliorer l'efficacité de conversion de l'énergie primaire, traduisent le principe même de la cogénération classique, qui consiste en la production simultanée de chaleur et d'électricité à partir de la même installation (IEPF, 2003). En effet, la cogénération permet de réaliser une économie d'énergie primaire, et donc de CO₂, de 10 à 20% et peut atteindre ou dépasser 30% par rapport aux meilleures technologies de production séparée de chaleur et d'électricité (IBGE, 2006 ; Descieux, 2007).

Outre l'augmentation de l'efficacité, la capture et la conversion du CO₂ fossile est considérée comme une méthode d'avenir pour réduire les émissions. Ce gaz à effet de serre présente un gisement important en le transformant en combustible (méthanol) et qui peut être utilisé comme carburant dans le secteur de transport. L'intégration du processus de séparation et de capture du CO₂ au sein du processus de conversion d'énergie permet d'identifier des possibilités de valorisation de l'énergie qui peuvent conduire à la limitation des pertes ou même à l'augmentation des performances des technologies de conversion (Bolliger, 2010). En complément du CSC, il est également envisagé de valoriser le CO₂ comme matière première. Dans ce contexte, le CO₂ n'apparaît plus comme une contrainte mais comme une opportunité économique. La production d'électricité par la cogénération et le méthanol par la récupération et la conversion du CO₂, ou la coproduction, est une solution qui permet premièrement d'économiser l'énergie et préserver les réserves fossiles et deuxièmement de réduire les émissions du CO₂.

L'objectif de ce chapitre est d'estimer le potentiel théorique de la coproduction d'électricité et du méthanol dans le secteur énergétique, c'est-à-dire la capacité maximale de cogénération qu'il serait techniquement possible d'installer et l'évolution du parc de cogénération d'ici 2045. Dans ce chapitre, nous évoquons tout d'abord un rappel des

généralités sur la cogénération et la théorie du cycle combiné gaz – vapeur. Après une étude régional de faisabilité d'un système de récupération de la chaleur thermique disponible dans les gaz d'échappement des turbines en fonctionnement dans la station de compression de Ain Nagua et qui est pris comme système de référence, nous étudions une projection nationale de la coproduction électricité-méthanol aux niveaux des autres stations de compression et pompage, ainsi que le parc électrique national (centrales électriques) qui contient un nombre important de turbines à gaz; soit un potentiel énergétique important à ne pas négliger. Enfin nous définissons les différents scénarios énergétiques, les principaux paramètres et les hypothèses retenus pour montrer la pertinence dans l'analyse de l'impact de cogénération dans la consommation énergétique et les émissions de CO₂ en Algérie à l'horizon 2045.

4.2. Définition de la cogénération

La cogénération est, de façon générale, la production simultanée d'électricité et de chaleur en utilisant, à la fois, la même solution énergétique de production et le même combustible. La cogénération par rapport à la production séparée permet de récupérer la chaleur contenue dans les gaz évacués dans l'atmosphère par un moteur à gaz ou une turbine à gaz (cycles ouverts) (Dinca, 2006).

L'énergie mécanique générée par une turbine ou un moteur est transformée en énergie électrique, donc en production autonome d'électricité. L'énergie thermique provient de la récupération de chaleur (à travers des échangeurs) des gaz d'échappement de la turbine ou du moteur et sur le circuit de refroidissement du moteur (Schneider, 1999).

4.3. Avantages de la cogénération

Les avantages de cogénération sont (IDF, 2010) :

- Le rendement d'une centrale de production électrique, qu'elle fonctionne au combustible nucléaire, au fioul ou au charbon, ne dépasse guère les 40%, le reste de l'énergie produite étant dispersée dans l'environnement (cours d'eau, atmosphère) sous forme de chaleur. La cogénération fait donc une meilleure utilisation de l'énergie primaire contenue dans le combustible. Le gain en énergie primaire par rapport à des productions séparées d'électricité et de chaleur est de 12 à 30 %.
- La cogénération amène alors à faire des économies d'énergie fossile grâce à sa meilleure utilisation de l'énergie primaire du combustible.

- Le transport sur de longues distances de l'énergie électrique produite de façon centralisée génère d'importantes pertes supplémentaires en ligne, par effet Joule, et implique des infrastructures coûteuses, polluantes visuellement.
- La cogénération, lorsqu'elle se substitue à une production d'énergie à partir de charbon, de pétrole ou de gaz, limite l'émission des polluants et de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

La production simultanée permet d'optimiser le rendement global d'une installation en minimisant la consommation d'énergies primaires par rapport à des productions distinctes et diminuant les émissions dans l'environnement. Pour illustrer ces propos, la figure 4.1 présente un bilan énergétique d'un système classique de cogénération avec turbine à gaz et d'un système de production séparée d'énergie électrique et thermique.

Exemples :

- 1- Avec une cogénération, 1000 kWh de combustible produisent :
 - 400 kWh d'électricité,
 - 500 kWh de chaleur, soit un rendement de 90 %.
- 2- Pour avoir les mêmes productions avec une centrale classique, il faut
 - pour 400 kWh d'électricité 800 kWh de combustible,
 - pour 500 kWh de chaleur 625 kWh de combustible, soit un rendement de $900/1425 = 63\%$. La différence de rendement entre les 2 types de centrales est de 27 % et l'économie d'énergie primaire est de $(1425 - 1000)/1425 = 30\%$.

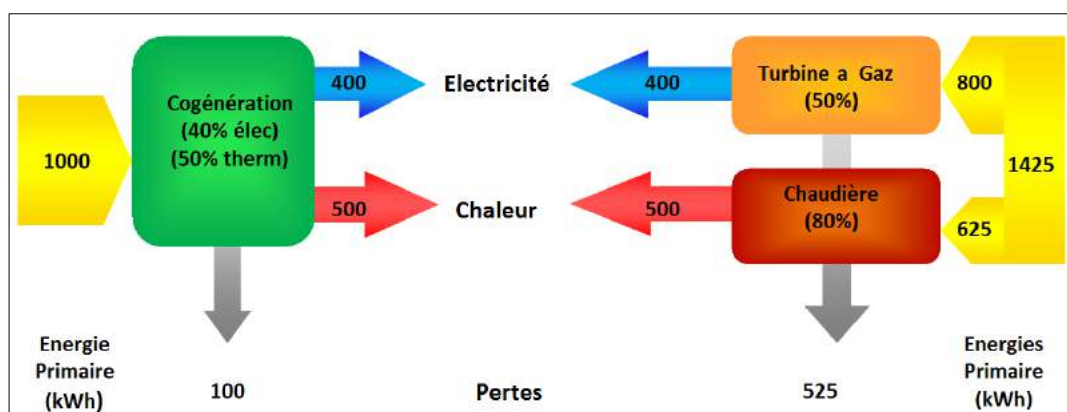


Figure 4.1. Principe de la cogénération (les valeurs ne sont données qu'à titre indicatif).

En tenant compte du coefficient d'émission en CO₂ du gaz naturel de 202 kg/MWh (CDER, 2012), le gain en CO₂ devient alors égal à 92 kg de CO₂ évités ($425 \times 0.202 = 86$).

Exprimée par rapport à l'émission totale de CO₂ des filières séparées ($1425 \times 0.202 = 288$), l'économie relative en CO₂ est de 30%.

D'après cette figure, on constate que la quantité d'énergie primaire utilisée est toujours moindre pour la solution de cogénération que pour la solution séparée ($1000 < 1425$). En effet, la cogénération permet de réaliser une économie d'énergie primaire, et donc de CO₂, de 10 à 20% par rapport aux meilleures technologies de production séparée de chaleur et d'électricité (IBGE, 2006). Non seulement, la technologie de la cogénération permet de réaliser des gains d'énergie primaire appréciables mais elle contribue également à minimiser les émissions de CO₂. Afin de participer aux objectifs fixés par le Protocole de Kyoto pour notre pays, l'Algérie a décidé de promouvoir cette technologie.

4.4. Classification

4.4.1. Selon l'échelle de puissance

L'échelle de puissance va de l'unité de micro-cogénération de quelques centaines de watts à la centrale électrique avec réseau de chaleur de plusieurs centaines de mégawatts (Boudellal, 2013). La grosse et la moyenne cogénération (1 à 50 MW) sont aujourd'hui très répandues dans les chaufferies collectives, alors que la mini et la micro (<1 MW) devraient se développer dans les prochaines décennies (probablement avec la pile à combustible) (AMORCE, 2002).

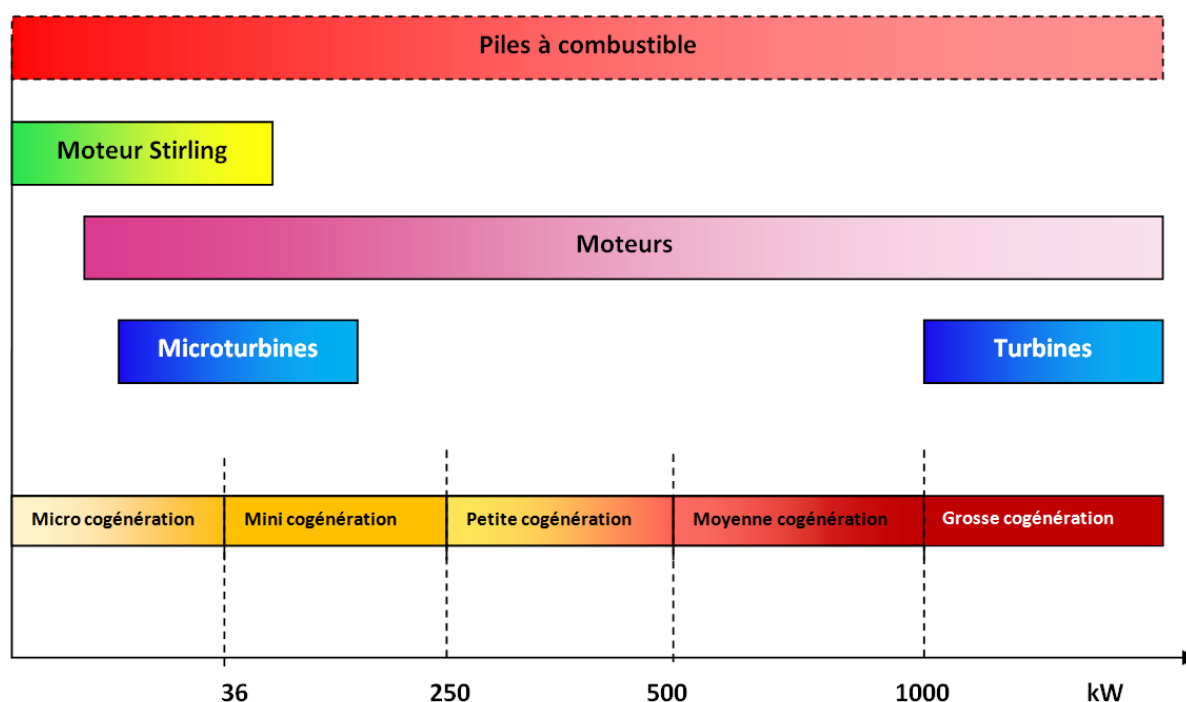


Figure 4.2.Classification de la cogénération (Descieux, 2007).

La cogénération (implicitement de chaleur et d'électricité) existe actuellement dans une large gamme de puissance: de la micro-cogénération dont la puissance électrique est inférieure à 36 kW à la grande-cogénération dont la puissance électrique peut dépasser 12 MW, elle couvre des besoins énergétiques pour diverses applications : quartiers, usines, centres commerciaux, piscines, habitats collectifs, maisons individuelles ou bateaux, etc. (Dang, 2013).

Un système de micro-cogénération est défini comme un système de cogénération dont la puissance électrique nominale est inférieure à 36 kW. La cogénération de petite puissance (micro-cogénération) couvre en général les besoins depuis une maison individuelle jusqu'à ceux d'un groupe de maisons ou d'un petit immeuble, bureau, hôtel, magasin, PME, clinique, piscine, école. Selon la définition européenne (directive 2004/8/CE du Parlement européen), la micro-cogénération couvre une puissance électrique allant jusqu'à 50 kW (Boudellal, 2013).

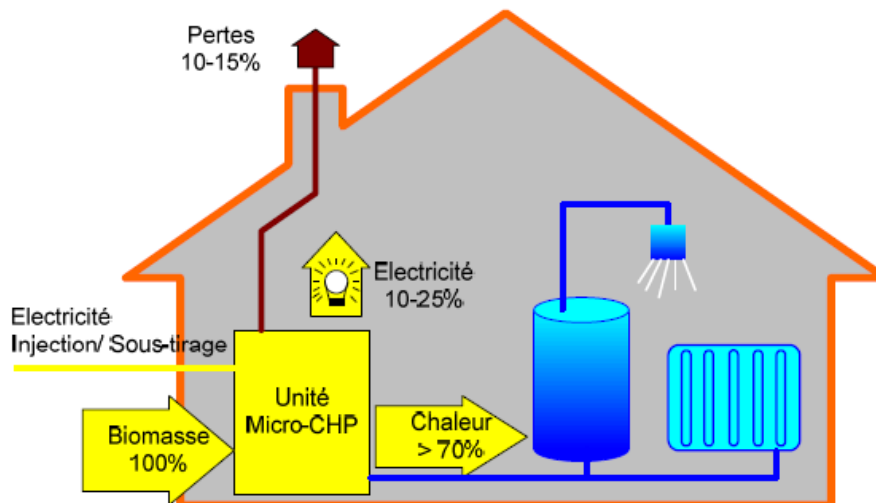


Figure 4.3. Schéma de principe d'une installation de micro-cogénération domestique (Dang, 2013).

Pour la cogénération mini-cogénération ou de moyenne puissance, la gamme de puissance électrique est supérieure à 36 kW et ne dépasse pas 250 kW. Elle peut aussi être envisagée pour des applications plus importantes ou lorsque le nombre d'unités de micro-cogénération devient trop important.

Pour une puissance électrique entre 250 et 500 kW, la petite cogénération constitue un mode de production de semi-base, son dimensionnement ne pouvant être déterminé en fonction de besoins exceptionnels pour des raisons économiques. La petite cogénération est-elle pour l'essentiel associée à la production de chaleur des bâtiments du résidentiel et du tertiaire. Dans certaines branches, cette petite cogénération est davantage présente en base (secteur hospitalier, branches industrielles) (CLIP, 2004).

4.4.2. Selon la technologie de cogénération

Les centrales thermiques sont une source importante de production d'électricité en Algérie. A la centrale conventionnelle, le rendement est seulement 35% et autre 65% d'énergie est perdu. La source principale de perte dans le processus de conversion est la chaleur rejetée à l'eau ou à l'air environnante dû aux contraintes inhérentes des différents cycles thermodynamiques utilisés dans la production d'électricité. Promouvoir également les pertes est associés à la transmission et à la distribution de l'électricité dans la grille électrique.

Les technologies de cogénération permettant d'atteindre des rendements énergétiques globaux supérieurs aux technologies de production séparée de chaleur et d'électricité, s'inscrivent comme une des solutions à mettre en œuvre pour atteindre cet objectif d'économies d'énergie.

4.4.2.1. Moteur à gaz

Il s'agit d'un moteur à explosion couplé à un alternateur produisant l'électricité. La chaleur des gaz d'échappement à 500 °C peut être récupérée à plus de 70% par refroidissement à 120 °C (IBGE, 2009).

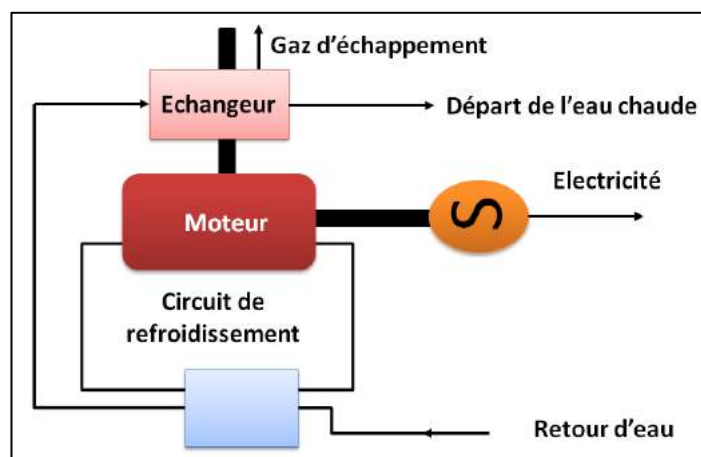


Figure 4.4. Moteur à gaz

Ces moteurs conviennent bien pour des utilisations d'eau chaude à des températures inférieures à 100 °C, bien qu'une petite quantité de vapeur basse pression puisse néanmoins être générée grâce aux gaz d'échappement. Ces moteurs sont le plus souvent utilisés pour des petites gammes de puissance électrique, de 5 kW jusqu'à 7000 kW (IBGE, 2009). Leurs rendements électriques se situent généralement entre 35 et 45 % (IDF, 2010).

4.4.2.2. Turbines à gaz

Il s'agit d'une technologie dérivée des réacteurs d'avion. Le combustible (généralement du gaz naturel) est brûlé dans une chambre de combustion alimentée en air sous pression en provenance d'un compresseur. Les gaz produits sont introduits dans une turbine où leur énergie est transformée en énergie mécanique pour l'entraînement du compresseur d'air et d'un générateur d'électricité (IBGE, 2009).

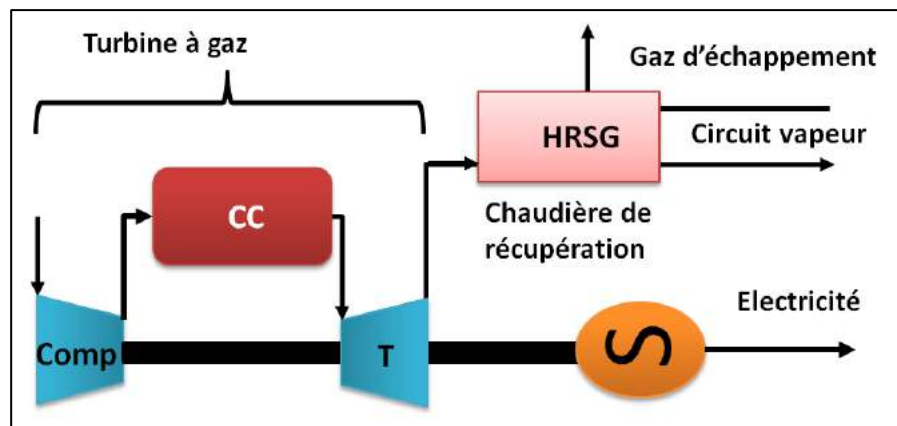


Figure 4.5. Turbine à gaz

Les turbines à gaz sont utilisées dans les systèmes de puissance supérieure à 1 MW (Descieux, 2007). Leur rendement électrique varie entre 25 et 40% en fonction de la puissance (IDF, 2010). L'intérêt du cycle de la turbine à gaz, par rapport au cycle de la turbine à vapeur, réside dans la simplicité de la conception et, par rapport aux cycles des moteurs alternatifs, dans la simplicité du mouvement rotatif (Dinca, 2006). Cette filière est fréquemment utilisée dans des systèmes à cycles combinés suivie d'une TAV pour augmenter le rendement électrique. Une postcombustion éventuelle de ces gaz, fortement chargés en oxygène, permet d'obtenir plus de chaleur et d'augmenter le rendement global. Contrairement aux moteurs, la turbine à gaz se prête très bien à la production de vapeur (IBGE, 2009).

4.4.2.3. Turbines à vapeur

Dans le cas des turbines à vapeur, l'énergie mécanique (puis électrique) est produite par la détente de vapeur haute pression générée dans une chaudière conventionnelle, utilisant n'importe quel combustible. La chaleur est quant à elle récupérée à la sortie de la turbine, soit sous forme d'eau chaude, soit sous forme vapeur (IBGE, 2009). La gamme de puissance électrique est entre 500 kW et 80 MW (Nyboer et al., 2014).

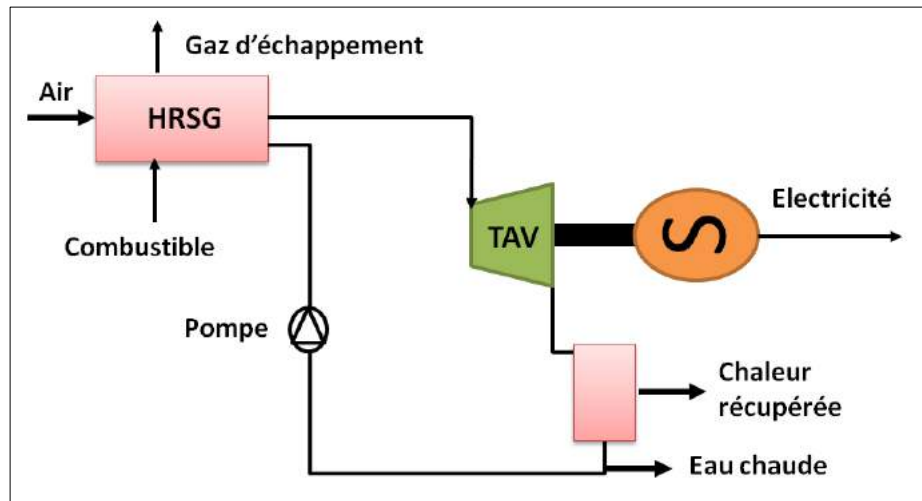


Figure 4.6. Turbine à vapeur

Vu que les turbines à vapeur ne sont généralement intéressantes que pour de grosses puissances (IBGE, 2009). Cette technique, réservée aux industriels pouvant produire de grandes quantités de vapeur, permet de produire de l'électricité lorsque de la vapeur est produite en excédent, permettant de régulariser sa consommation, par conversion énergétique. Le rendement électrique d'une turbine vapeur est de l'ordre de 20 à 25% (IDF, 2010).

4.4.2.4. Turbines à cycle combiné

Elles utilisent une turbine à gaz et une turbine à vapeur pour améliorer le rendement électrique. Le schéma de principe est développé en figure suivante :

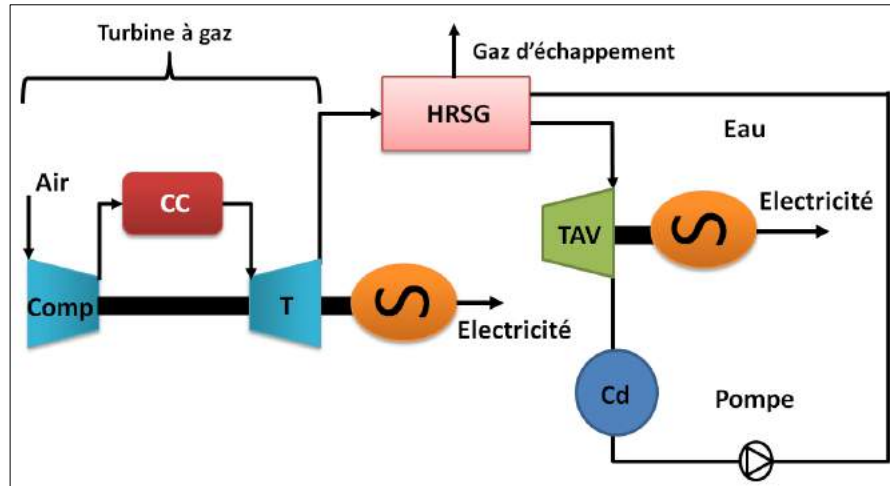


Figure 4.7. Cycle combiné

La chaleur contenue dans l'échappement de la turbine à gaz (560°C - 640°C) est utilisée par un cycle thermodynamique mettant en œuvre une turbine à vapeur. On peut donc l'utiliser pour surchauffer de la vapeur d'eau qui entrainera une turbine. On peut éventuellement utiliser un brûleur de post combustion pour réchauffer les fumées riches en oxygène sortant d'une TAG avant de les envoyer vers la chaudière à vapeur. Ce type de centrale présente un rendement net actuellement proche de 55% (Dumont, 2007). La technologie CC constitue un excellent moyen de production de l'électricité et est amenée à jouer un rôle important dans les années futures.

4.4.2.5. Moteur à combustion externe Stirling

Depuis quelques décennies maintenant, le moteur Stirling revient et s'avère, dans le contexte énergétique et technologique actuel, une technologie qui a beaucoup d'intérêt. Il peut fonctionner avec toutes les sources de chaleur tant fossiles (gaz, charbon, nucléaire...) que renouvelables (biogaz, biomasse, géothermie, rayonnement solaire,...). La technologie actuelle permet au moteur Stirling d'atteindre un rendement de 40% ou plus. La production électrique associée peut atteindre quelques dizaines de kW (Dang, 2013).

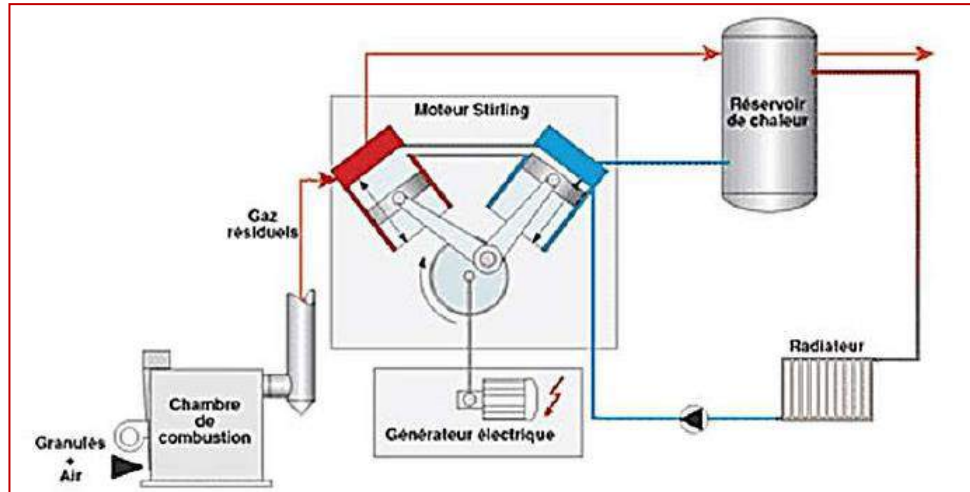


Figure 4.8. Schéma de principe d'un micro-cogénérateur utilisant un moteur Stirling (Dang, 2013).

Ces moteurs sont destinés à être utilisés en combinaison avec les systèmes de gazéification, ce qui permettrait de diminuer le besoin d'épuration du gaz issus des gazogènes. Les utilisations pour la conversion du biogaz sont aussi envisagées (IEPF, 2003).

4.4.2.6. Pile à combustible

La pile à combustible est une technologie qui convertit le combustible en énergie électrique via un procédé électrochimique.

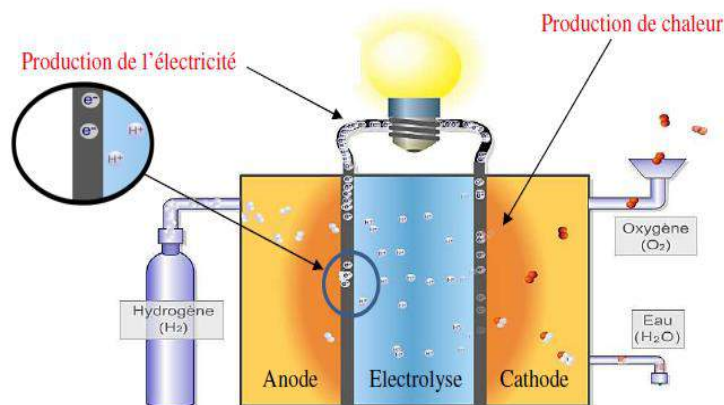


Figure 4.9. Principe de fonctionnement d'une pile à combustible (Dang, 2013).

La pile est alimentée en continu en hydrogène et en oxygène. Si le dihydrogène pur n'existe pas dans la nature, il peut être fabriqué à partir du gaz naturel, de méthanol, d'éthanol

ou d'essence, suite à un processus de reformage (conversion de molécules à l'aide de réaction chimique).

4.5. Situation de la cogénération

4.5.1. Monde

Dans le mix des ressources énergétiques actuelles, la cogénération s'intègre parmi les moyens de production énergétique qui contribuent à assurer le développement durable. En effet, elle est compatible avec une diversité de sources comme l'énergie fossile (gaz, charbon...), l'énergie renouvelable (biomasse, solaire, géothermique...) ou encore les déchets (Dang, 2013). Par exemple, au état unis, la cogénération a permet de réduire les émissions du CO₂ de 400 Mt/an et en Europe une réduction de GES a été estimée de 15% entre 1990 et 2005 (AIE, 2009). La figure suivante montre l'importance de la cogénération dans la production électrique de certains pays :

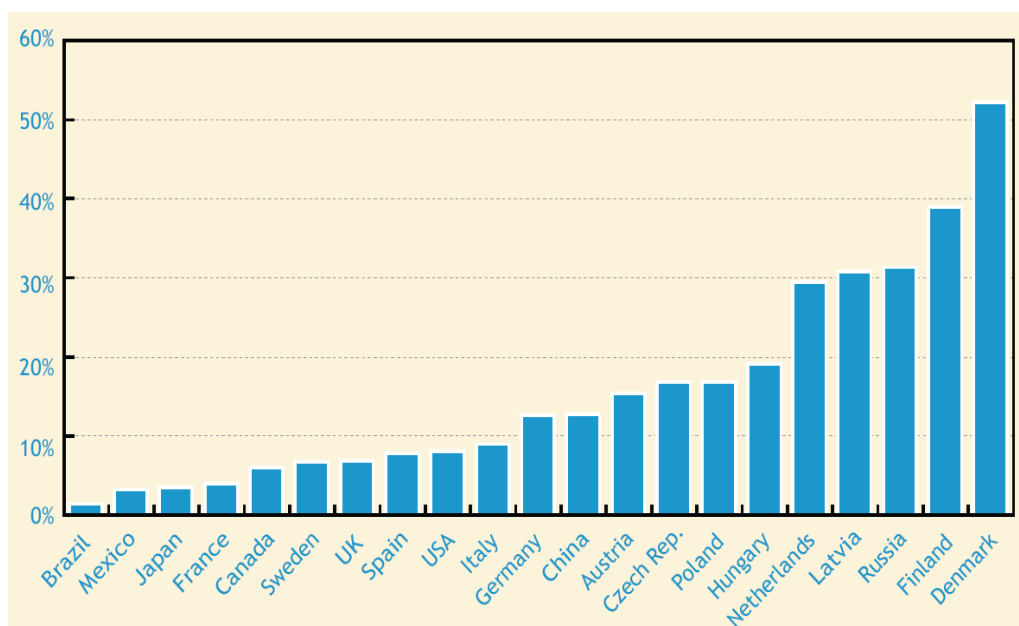


Figure 4.10. Part de cogénération dans la production national d'énergie (AIE, 2009)

De nombreux pays ont mis l'accent sur ce filon d'énergie avec, pour certains, des résultats spectaculaires. Pour les pays tels que le Danemark, la Finlande ou les Pays-Bas, la cogénération assure une part importante dans l'équilibre énergétique nationale. Ils en plus de 30 % de l'énergie électrique est produite par cogénération. Ces pays peuvent bénéficier d'un gain important de rendement énergétique grâce à la performance économique de ces centrales de cogénérations. Dans les pays comme l'Allemagne et la Chine, l'énergie électrique qui

proviennent des centrales de cogénération occupe une part non-négligeable dans la totalité de l'électricité produite (d'environ 13 % de l'énergie électrique). Quant aux pays tels que l'Italie, l'Espagne, les Etats Unis, la France, le Japon, l'importance de la cogénération est généralement faible voire négligeable (AIE, 2009).

Dans les pays africains, certaines sucreries et usines de transformation de bois avec séchage ont des besoins simultanés de chaleur et d'électricité et pourraient faire appel à la cogénération pour réduire leur facture énergétique (Prisme, 2003). Le potentiel de la Tunisie en cogénération est évalué à environ 606 MW (522 MW dans l'industrie et 84 MW dans le tertiaire). A la fin de 2010, la capacité installée atteignait 32.6MW, soit moins de 8 % du potentiel du secteur industriel (Lehr et al., 2012).

4.5.1. Algérie

A l'heure où la majorité des centrales électriques sont dotées de turbines à gaz en cycle simple dont le rendement avoisine les 30%, la cogénération est un moyen simple d'optimiser les ressources en gaz naturel de l'Algérie grâce à une production électrique plus efficace (Michaut, 2013). La production d'énergie électrique par cogénération est inexistante en Algérie. Pourtant un potentiel de cogénération énorme existe, notre pays dispose d'un parc de turbines à gaz parmi les plus importants au monde. Parmi les projets de la cogénération réalisé, on peut citer la briqueterie de Tlemcen (Cogénération gaz naturel 1 x JMS616, 2.2 MW). Ainsi le Mosquée Djamaa El Djazaïr qui est en cour (Trigénération gaz naturel 4 x JMS320, 4 MW) (Clarke, 2008).

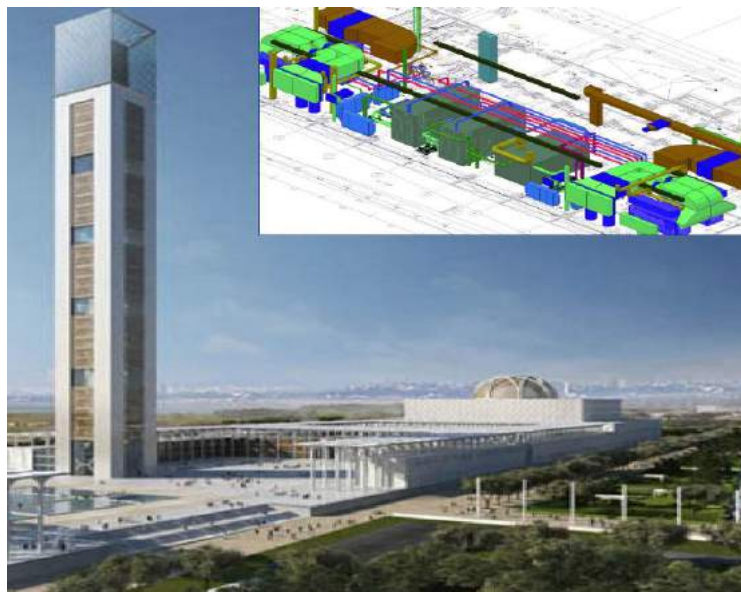


Figure 4.11. Mosquée Djamaa El Djazaïr (Clarke, 2008).

En 2015, quatre moteurs seront mis en service dans le cadre du projet Grande Mosquée d'Alger. Cette mosquée, le troisième plus grand dans le monde, comprendra une centrale de trigénération composée de 4 moteurs à gaz, chaudière 1 de pointe, 3 refroidisseurs à absorption et 2 refroidisseurs de compression fournissant l'électricité, de la chaleur et de l'eau de refroidissement pour l'ensemble du bâtiment. Chaque moteur 1 MW fournira 1200 kW d'énergie thermique utilisée pour chauffer l'eau jusqu'à 95 °C, qui sera utilisée plus loin que ce soit pour le chauffage ou pour le refroidissement du bâtiment par les refroidisseurs d'absorption. La centrale de trigénération permettra non seulement de fournir une puissance stable, mais aussi de réduire la demande d'énergie des refroidisseurs de compression de près de 1200 kW, avec un rendement total de 85.3% (Michaut, 2013).

4.5.2.1. Textes législatifs et réglementaires

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 ou de cogénération et les conditions de leurs applications.

L'Art. 21 autorise, sous réserve des dispositions légales et réglementaires en matière d'environnement, toute personne physique ou morale et notamment les collectivités territoriales à exploiter toute nouvelle installation de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés ou toute nouvelle installation de cogénération ou de récupération d'énergie provenant d'installations visant l'alimentation d'un réseau de chaleur lorsque ces

nouvelles installations se traduisent par une économie d'énergie et une réduction des pollutions atmosphériques.

Selon l'Art. 95, les producteurs utilisant les énergies renouvelables et/ou la cogénération peuvent bénéficier de primes. Ces primes sont considérées comme coûts de diversification conformément à l'article 98 ci-dessous.

L'Art. 2 autorise l'exploitation des installations de production d'électricité lorsque l'énergie produite est destinée à la commercialisation, exception faite des installations de production objet de l'article 12 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée. L'autorisation d'exploiter concerne :

- ✓ toute installation de production d'électricité dont l'énergie est destinée à la commercialisation ;
- ✓ toute installation dont la puissance installée est supérieure ou égale à 25 MW ; tout aménagement ou extension de l'installation engendrant une augmentation de plus de 10% de la capacité installée ;
- ✓ toute extension de capacité de l'installation faisant passer d'un régime de déclaration à un régime d'autorisation ;
- ✓ toute installation de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés, de cogénération ou de récupération d'énergie dont la puissance installée est supérieure ou égale à 25 MW. Pour des puissances installées inférieures à 25 MW, les installations sont soumises à un régime de déclaration lorsque l'énergie produite est destinée à l'autoconsommation. On entend par puissance installée d'une installation de production d'électricité: la somme des puissances nominales aux conditions ISO de l'ensemble des équipements de production implantés sur un même site.

Selon l'Art. 17, pour l'électricité produite à partir d'installation de cogénération de vapeur et/ ou d'eau chaude, le montant s'élève à 160% du prix par kWh de l'électricité tel qu'élaboré par l'opérateur du marché défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, en tenant compte d'une production d'énergie thermique utilisable de 20% de l'ensemble des énergies primaires utilisées.

Selon cet article, les capacités de production en électricité ne doivent pas dépasser les 50 MW. Pour les installations produisant moins de 20% d'énergie utilisable, la prime sera réduite de 25% par tranche, de 5% d'énergie thermique en dessous de 20% en tenant compte d'un minimum de production d'énergie thermique de 10% :

- pour une production d'énergie utilisable de 15 à 19% la prime sera de 120%,
- pour une production d'énergie utilisable de 10 à 15% la prime sera de 80%,

- pour une production d'énergie utilisable inférieure à 10% la prime sera nulle.

4.6. Potentiel de cogénération en Algérie

L'énergie électrique représente la partie noble de l'énergie produite car elle peut encore être convertie en d'autres formes d'énergies comme énergie lumineuse, énergie mécanique, énergie thermique, etc. En conséquence, l'énergie électrique doit être maximisée dans la cogénération. A l'égard de l'impact sur l'environnement, les solutions de cogénération conduisent à réduire les émissions de CO₂ par rapport à la production séparée. Pour améliorer l'impact sur l'environnement des solutions énergétiques choisies, une solution qui réduit les émissions de CO₂ est développée. Les principaux gisements cogénérateurs en Algérie se trouvent au niveau des centrales électriques, stations de compression (SC) et des stations de pompage (SP) du réseau national de transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation géré par SONATRACH/TRC. Ainsi que les industries non énergétiques (secteur gros consommateur d'énergie et les industries diffus).

Dans la définition sectorielle de notre périmètre d'étude, nous n'avons considéré que le secteur énergétique. Ce qui implique donc que ce périmètre englobe le secteur de production et de conversion d'énergies : les centrales électrique à cycle ouvert, utilisant le gaz naturel comme combustible. Ainsi que le secteur de transport des hydrocarbures liquides et gazeux ou les stations de compression et de pompage sont dotées de turbines à gaz.

4.6.1. Centrales électriques

Un panorama global du secteur électrique permet de mettre en évidence les caractéristiques principales de l'offre d'électricité en Algérie à travers les parts relatives des différents modes de production. Le graphique ci-dessous (Figure 4.12), réalisé à partir du bilan énergétique national pour l'année 2015, illustre ces parts.

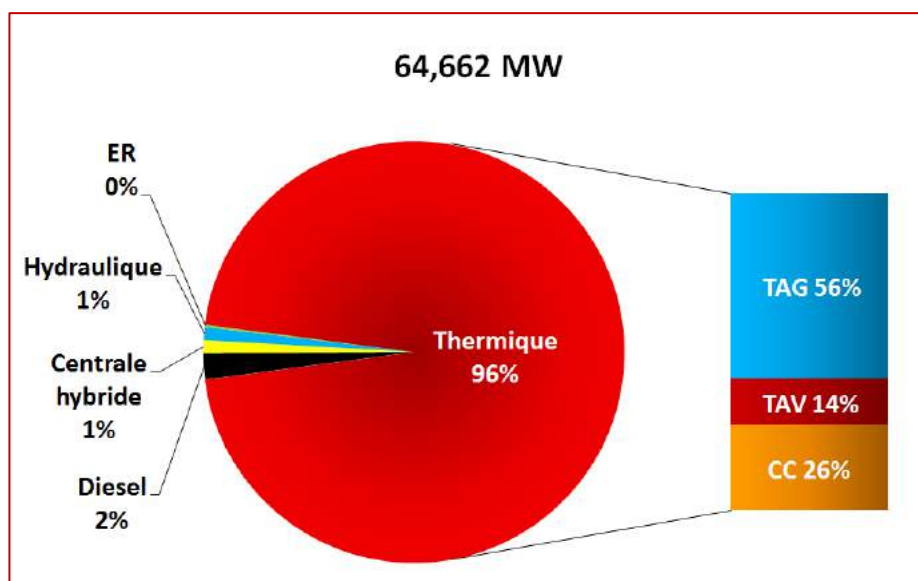


Figure 4.12. Production d'électricité par type d'équipement en 2015 (ME, 2015c).

En Algérie, où le parc de génération est presque entièrement alimenté par le gaz. La gamme des centrales à gaz en Algérie comprend trois technologies principales : les centrales à cycle combiné (CC), les turbines à gaz ou à cycle ouvert (TAG) et les turbines à vapeur (TAV). Il est à noter que, certaines centrales existantes en Algérie permettent également d'être opérées avec des carburants liquides.

4.6.1.1. Centrales à gaz – turbines à cycle ouvert

Déjà utilisé depuis plusieurs décades dans le secteur électrique, ce type de centrale à gaz peut être considéré comme une technologie mûre et totalise actuellement en Algérie une énergie électrique d'environ 14 TWh.

4.6.1.2. Centrales à gaz – vapeur

Les centrales à vapeur alimentées par le gaz se trouvent surtout dans des pays où les ressources gazières sont abondantes, comme l'Algérie. L'Algérie possède aussi de nombreuses centrales de ce type. La majorité de ces centrales, qui représentent aujourd'hui une production d'énergie électrique de 9 TWh.

4.6.1.3. Centrales à gaz – cycle combiné

Les centrales à gaz cycle combiné sont en train de devenir la technologie dominante dans le parc de génération Algérien. La production d'énergie électrique pour l'année 2013 a atteint environ 28.6 TWh. Actuellement, la puissance installée s'élève à 4,425 MW, mais dans

les prochaines années, des capacités supplémentaires sont déjà programmées. En Algérie, comme dans d'autres pays, ce type de centrales sert à satisfaire la charge de base et intermédiaire. La technologie des CC peut également être considérée comme mûre. Cette technologie jouit depuis quelques années d'une popularité remarquable, en particulier dans les pays émergents, où la demande électrique est soumise à une croissance rapide.

Vu manque des données technologiques des centrales (nombres, puissances des turbines), les unités traitées dans notre étude sont réparties dans le tableau suivant:

Tableau 4. 1: Répartition des données selon les technologies de transformation.

Type de technologie	Nombre d'unités	Tranche de puissance (MW)	Energie (TWh)
Cycle combiné CC	4	4.425	28.6
Turbine à gaz TAG	27	9.739	14
Turbine à vapeur TAV	6	2.487	9
Total	37	16.651	51.6

Pour plus de détail, les centrales concernées par notre étude sont en annexe 4.

4.6.2. Station de compression et de pompage

La branche transport par canalisation (TRC) de Sonatrach gère plus de 300 TAG équipant les stations de compressions et de pompage de son réseau. Le réseau national de pipelines d'une longueur de 18,512 km se compose de 14 gazoducs et 24 oléoducs disposant sur leurs parcours de 83 stations développant une puissance totale supérieure à 2500 MW (2891.643MW) (SONATRACH, 2012).

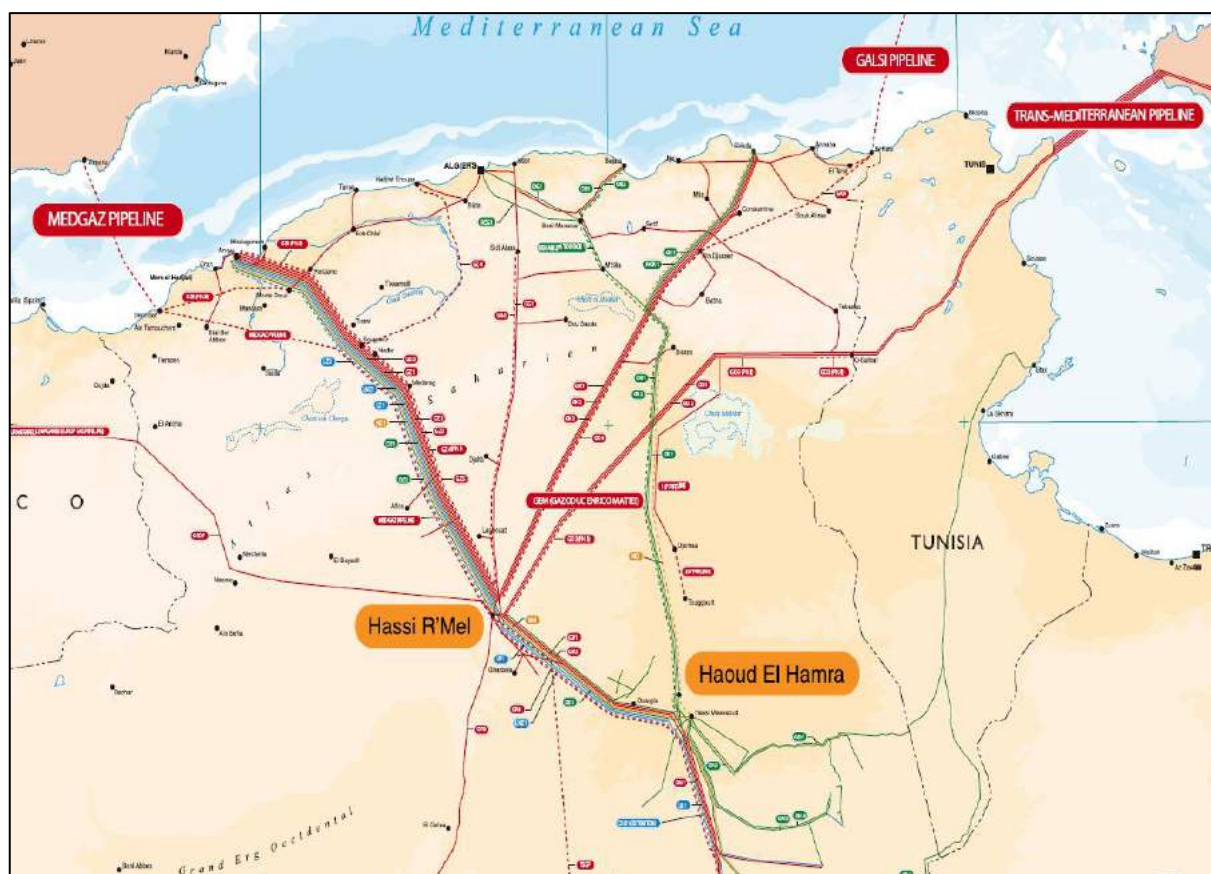


Figure 3.13. Transport par canalisation (SONATRACH, 2011).

Chaque station dispose en moyenne de 3 TAG pour l'entraînement des compresseurs et des pompes. La puissance des TAG dépend de l'importance de la canalisation (Bourersa, 1996). Les stations de compression ou de pompes étudiées sont celles qui fonctionnent avec des turbines à gaz. Dans les stations de compression, les puissances des turbines varient entre 1,200 et 35,350 kW. Les puissances des turbines varient entre 1,200 et 14,500 kW dans les stations de pompage.

Tableau 4.2. Stations de compression

Gazoducs	Nombre de stations	Nombre de turbines	Puissance (kW)
GK1	5	35	316,250
GG1	1	4	62,600
GO1	1	6	151,400
GPDF	1	4	50,700
GR1	1	3	23,470
GR2	5	25	635,010

GZ0	4	9	44,100
GZ1	5	30	239,600
GZ2	5	20	225,000
GZ3	5	29	307,750
Total	33	165	2,055,880

Les puissances des stations de compression installées le long des gazoducs du réseau national de pipelines sont nettement supérieures à celles des stations de compagne installées le long des oléoducs. Ceci est dû principalement à la nature compressible du gaz naturel transitant par les SC qui nécessite une puissance de compression plus grande. En conséquence, le potentiel d'énergie électrique susceptible d'être produit au niveau des SC est nettement plus élevé que celui des SP. Cette caractéristique peut dans certain cas devenir un atout en raison des économies d'échelle potentielle (Bourersa, 1996).

Tableau 4.3. Stations de pompage

Oléoducs	Nombre de stations	Nombre de turbines	Puissance (kW)
OB1	5	11	68,052
OD1	1	2	2,400
OG1	1	2	2,400
OH1	3	17	60,000
OH2	2	4	19,401
OK1	4	18	148,799.9
OZ1	6	35	146,900
OZ2	6	32	313,700
LR1	1	3	12,240
NK1	1	5	22,630
LNZ1	5	17	64,350
Total	35	146	860,872.9

Il est important de faire remarquer la structure en éventail des pipelines algériens qui couvrent l'ensemble de la partie septentrionale du territoire national. Cette structure est un atout supplémentaire pour la solution cogénération deviendrait par la même occasion de petites centrales électriques délivrant entre 30 et 100 MW d'énergie électrique. Les avantages de cette disposition sont (Bourersa, 1996) :

- Un fractionnement de puissance et un étalement dans l'espace autorisant une plus grande flexibilité par rapport aux centrales classiques de grande puissance,

- La proximité des sources par rapport aux centres de consommation réduisant par la même les coûts très élevés et les nuisances écologiques résultant de l'installation de lignes de haute tension sur de grandes distances,
- Un investissement unitaire beaucoup plus réduit qui rendrait le secteur de production de l'énergie électrique plus attractif aux investissements privés.

4.7. Etude de cas : Cogénération dans la station de compression Ain Nagua-Biskra

4.7.1. Description de la station

La station de compression SC2 est située à 348 Km du terminal de départ Hassi R'mel à une altitude de -3m, à 50km sud-est de la wilaya de Biskra commune de Ain Nagua. Elle est installée pour répondre à la demande croissante des clients de SONATRACH en gaz naturel et assurer ainsi la livraison du volume contractuel de 24.25 Milliards cm^3/An . Elle est installée sur le réseau et a pour fonction de renforcer la capacité de transit quasi permanente (écoulement gravitaire des GO1 et GO2) pendant les périodes de pointes selon un programme prévisionnel d'approvisionnement.



Figure 3.14. Gazoduc GEM (gazoduc Enrico Mattei)

La station de compression SC2 est installée pour augmenter la capacité des gazoducs GO1/GO2 (Hassi R'mel, Oued Safsaf), la station est alimentée par les gazoducs 48'' existants GO1/GO2, et le GO3 LOOP PC1/PC3.

La station dispose de 4 compresseurs entraînés par des turbines à gaz. La turbine à gaz PGT25 est du type cycle simple avec un moteur à deux arbres de transmission constitué par un générateur de gaz LM2500 et par une turbine de puissance de: 22670 kW (voir annexe 4). La station a bénéficié de trois sources d'énergie électrique permettant ainsi, de garantir une alimentation continue du système et qui sont: deux turbogénérateurs, ligne Sonelgaz et groupe électrogène diesel. Les deux turbogénérateurs sont des turbines EGT TB5000 entraînant les alternateurs GEC Alsthom (puissance : 4200kW).

4.7.2. Système électrique de référence

La récupération de la chaleur des gaz d'échappement des turbines à gaz de la station de compression de Ain Nagua par la transformation du cycle ouvert (TAG) en système de cogénération optimal de type cycle combiné gaz-vapeur est nécessaire afin de minimiser la consommation d'énergie et réduire les émissions de CO_2 . Pour cela nous avons adopté le système électrique de référence suivant :

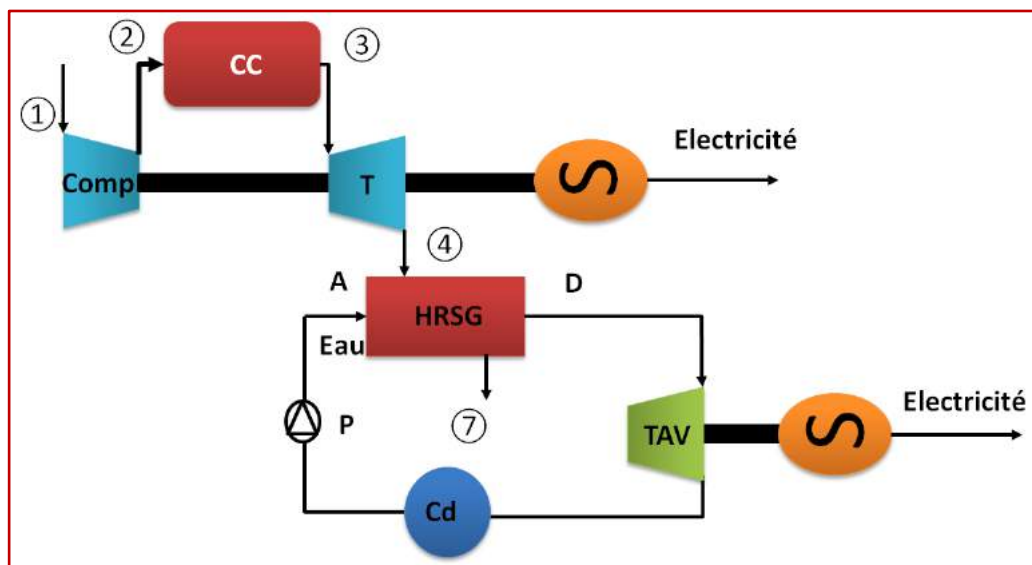


Figure 3.15. Système électrique de référence

Le système de référence est composé de la turbine à gaz (TAG), de la chaudière de récupération (HRSG), de la turbine à vapeur (TAV) et de condenseur. Pour étudier les possibilités d'implantation de la cogénération (cycle combiné) dans le secteur de production

d'énergie, il est nécessaire de connaître les classes de température, puissance, rendement...etc.

4.7.2.1. Description des composants du système

a. Turbine à gaz

La turbine à gaz est une machine productrice d'énergie ou l'énergie thermique et de pression sera transformée en énergie cinétique puis en énergie mécanique. Le travail et la puissance fournie à l'arbre sont fonctions des propriétés thermodynamiques de fluide et de la machine elle-même.

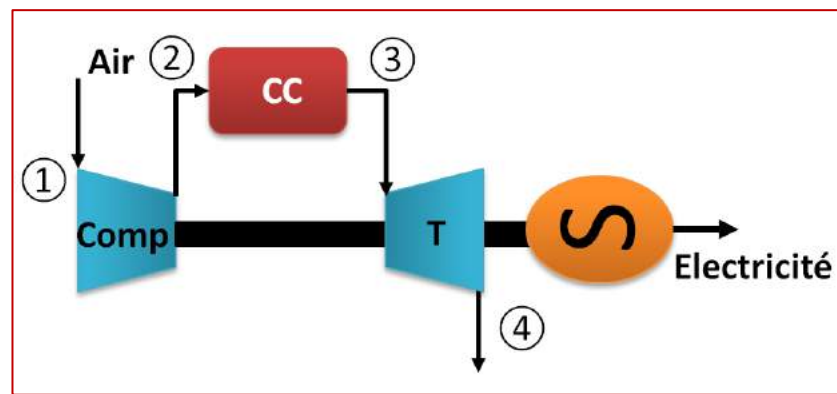


Figure 3.16. Composants d'une TAG simple

Dans le cas le plus simple une turbine à gaz (TAG) est constituée d'un compresseur (Comp), une chambre de combustion (CDC), une turbine de détente (T) et un système d'échappement vers l'atmosphère.

- **Compresseur**

Les compresseurs qui équipent les turbines à combustion sont du type axial. En considérant que la compression se déroule sans échange de chaleur avec l'extérieur, la transformation est considérée comme isentropique.

- **Chambre de combustion**

La combustion doit s'effectuer avec un excès d'air afin qu'elle soit complète. Cet excès est inférieur aux quantités nécessaires pour réduire la température des gaz de combustion à l'entrée de la turbine.

b. Chaudière de récupération (HSRG)

La chaudière de récupération est l'élément du cycle combiné qui fait le lien entre le cycle gaz et le cycle eau-vapeur. L'amélioration des performances des cycles combinés est certes liée aux progrès technologiques des turbines à combustion et des turbines à vapeur, mais aussi aux développements des chaudières (augmentation de l'énergie récupérée dans les gaz d'échappement des turbines à combustion, positionnement des échangeurs de chaleur plus complexe, résistance des matériaux...). Les chaudières de récupération peuvent être horizontales ou verticales. Dans un cycle combiné, la chaudière est appelée récupérateur de chaleur générateur de vapeur, HRSG en anglais (Heat Recovery Steam Generator).

c. Turbine à vapeur

Les turbines à vapeur employées dans les installations de cycle combiné ne sont pas différentes de celles qui équipent les autres installations de production d'énergie. Elles sont adaptées au niveau de puissance requis pour l'installation, mais leur technologie identique, à savoir qu'il est possible de trouver des machines à étages à action ou à réaction. L'admission des turbines peut être également classée en deux familles, celles à injection totale et celles à injection partielle. Enfin, il est encore possible d'effectuer une distinction suivant que la turbine est à condensation ou à contre-pression.

d. Condenseur

Le condenseur est accolé à l'échappement de la turbine à vapeur et reçoit la vapeur de cette dernière. Il a vocation à condenser l'ensemble des débits qu'il reçoit. L'eau de refroidissement est admise à l'intérieur des tubes et est ensuite rejetée à la rivière, ou à la mer ou renvoyée au réfrigérant atmosphérique. Le condenseur est un matériel simple passe. Un bon appareil optimise l'évacuation des incondensables car lors d'une condensation en film, ils peuvent constituer un obstacle entre la vapeur et le tube, ce qui conduit à diminuer fortement le coefficient d'échange en convection externe au tube et donc les performances du condenseur et de la tranche.

4.7.2.2. Analyse thermodynamique

a. Turbine à gaz idéal

Dans un cycle idéal, représenté dans la figure (4.17). On suppose une compression isentropique 1-2, et une détente isentropique 3-4, et un apport de chaleur en pression

constante entre 2 et 3. La chambre de combustion est considérée comme un échangeur de chaleur où la chaleur entrante est déterminée par le pouvoir calorifique du combustible. Le taux de compression ε entre 1 et 2 et la température d'entrée T_3 de la turbine sont fixés par le constructeur.

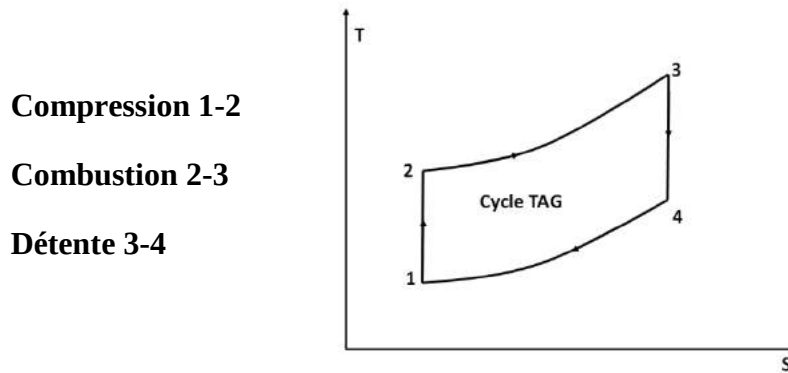


Figure 4.17. Cycle de Brayton-Joule réversible

Les évolutions (1-2) et (3-4) sont adiabatiques, donc :

$$P \cdot V^\gamma = \text{Cte} \quad \Rightarrow \quad P_2 \cdot V_2^\gamma = P_1 \cdot V_1^\gamma$$

Sachant que $PV=nRT$ où n et R sont des constantes

$$P_2 \cdot \left(\frac{T_2}{P_2}\right)^\gamma = P_1 \cdot \left(\frac{T_1}{P_1}\right)^\gamma, \quad T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}, \quad \varepsilon = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)$$

Où ε est le taux de compression

$$T_2 = T_1 \cdot \varepsilon^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}, \quad T_4 = T_3 \cdot \varepsilon^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} \quad (4.1)$$

Lorsque les températures entrée et sortie du compresseur et de la turbine sont mesurées ou calculées, la puissance produite par la turbine, celle requise par le compresseur, et le flux thermique fourni sont calculés comme suit :

$$W_T = \int_{T_3}^{T_4} C_{P_g}(T) dT, \quad W_C = \int_{T_1}^{T_2} C_{P_a}(T) dT, \quad Q_{CDC} = \int_{T_2}^{T_3} C_{P_g}(T) dT \quad (4.2)$$

Les débits massiques apparaissant dans les équations ci-dessus sont ceux traversant le compresseur, la turbine, et la chambre de combustion. La puissance nette fournie par le cycle est définie comme étant la différence entre celle de la turbine et celle du compresseur :

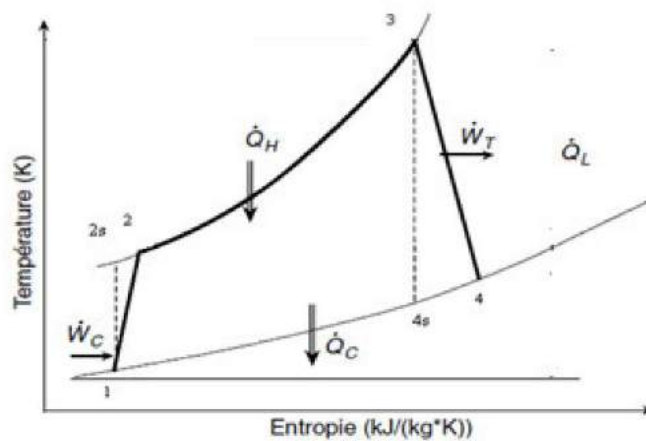
$$W_N = W_T - W_C \quad (4.3)$$

Le rendement du cycle est égal au ratio de la puissance nette et du flux de chaleur apporté par la combustion :

$$\eta = \frac{W_N}{Q_{CDC}} \quad (4.4)$$

b. Turbine à gaz réel

Les cycles réels diffèrent par l'incorporation des irréversibilités dans les transformations réelles. Le cycle thermodynamique (cycle de Brayton), est schématisé au moyen du diagramme suivant :



$$\eta_{is C} = \frac{T_{2s} - T_1}{T_2 - T_1} \quad (4.5)$$

$$\eta_{is T} = \frac{T_3 - T_4}{T_3 - T_{4s}}$$

Figure 4.18. Diagramme T-S

Les pertes de pression dues aux frottements dans les tubulures et les pertes de température dans la chambre de combustion dues aux imbrûlés, en supposant une combustion adiabatique. La première est donnée à 2% et le second est prise en compte en utilisant le rendement de combustion (Monteil, 2006):

$$P_3 = 0.98 P_2 \quad (4.6)$$

Les pertes mécaniques survenant dans la transmission entre la turbine et le compresseur sont dues aux frottements, et à l'entraînement des équipements auxiliaires tels que la pompe de lubrification. Ces pertes sont données égales à 1% de la puissance requise par le compresseur :

$$W_C = \frac{m_c \int_{T_1}^{T_2} C_{Pa}(T) dT}{\eta_m} \quad (4.7)$$

Air: $C_{p\text{air}}=1.005 \text{ kJ/kg.K}$; $\gamma_{\text{air}}=1.40$ à $T_{\text{atm}} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Gaz de combustion: $C_{p\text{g}}=1.19 \text{ kJ/kg.K}$; $\gamma_{\text{g}}=1.333$

Chaleur spécifique moyenne entre l'état initial et l'état final :

$$C_{p_m} = \frac{1}{T_{\text{isf}} - T_i} \int_{T_i}^{T_{\text{isf}}} (\sum_i X_i C_{p_i}) dT \quad (4.8)$$

Avec :

T_i : Température initiale

T_{isf} : Température isentropique finale

x : Fraction molaire

a) Le rapport des chaleurs spécifiques

$$\gamma = \frac{C_{p_m}}{C_{p_m} - R} \quad (4.9)$$

R : Constante des gaz parfaits.

4.7.2.3. Etude énergétique d'un cycle combiné (TAG-TAV)

Les gaz d'échappement de la turbine à gaz sont à une température relativement élevée (environ 525°C). L'enthalpie sensible correspondante constitue une source de chaleur suffisante pour alimenter la chaudière d'un cycle de Rankine. Le cycle combiné qui en résulterait permet de valoriser les avantages de chacun des deux cycles pour augmenter la puissance résultante. Un diagramme du cycle combiné est représenté dans la figure suivante :

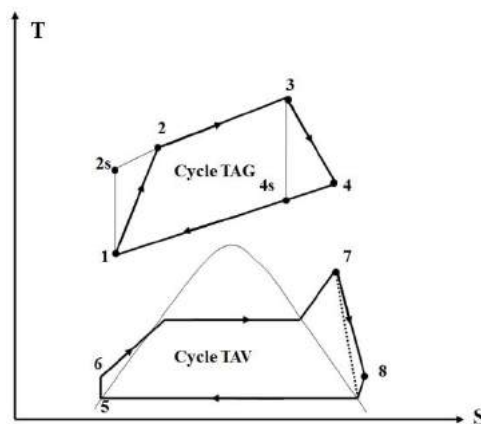


Figure 4.19. Diagramme T-S d'un cycle combiné

a. Chaudière de récupération

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

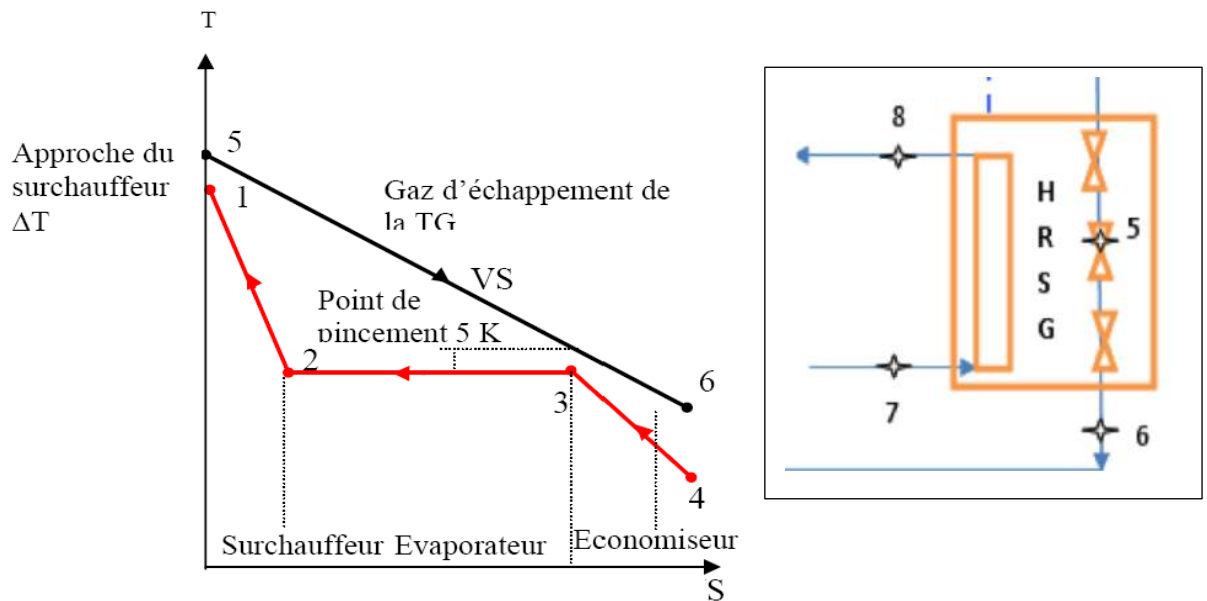


Figure 4.20. Courbe des températures et circuit vapeur à l'intérieur du HRSG

Les états des gaz de combustion et de la vapeur sont rappelés ci-dessous :

- 1) Sortie de la vapeur surchauffée
- 2) Entrée du surchauffeur
- 3) Entrée de l'évaporateur
- 4) Entrée de l'économiseur
- 5) Entrée des gaz d'échappement
- 6) Sortie des gaz

- **Débit de vapeur produite**

$$m_{VS}(h_4 - h_1) = m_g \int_{T_{GO}}^{T_{GI}} C_{p_g}(T) dT \quad (4.10)$$

Avec :

T_{GI} : Température des gaz de combustion à l'entrée du surchauffeur

T_{GO} : Température des gaz d'échappement à la sortie du récupérateur

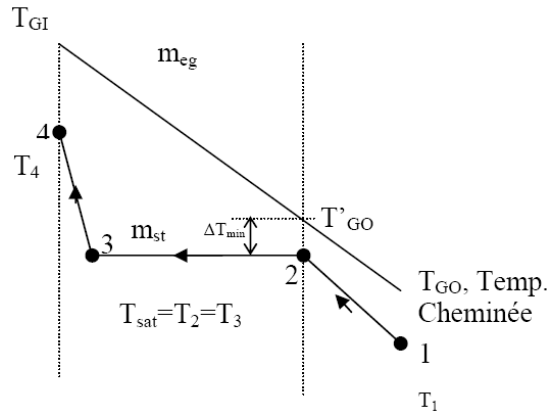


Figure 4.21. Bilan d'énergie dans le HRSG

Débit de vapeur :

$$m_{VS} = \frac{m_g \int_{T_{GO}}^{T_{GI}} C_{pg}(T) dT}{(h_4 - h_1)} \quad (4.11)$$

C_{pg} : Chaleur spécifique des gaz d'échappement, calculée en utilisant la règle des mélanges [kJ/kg].

$$C_{pg} = \sum x_i C_{pi} = A_m + B_m T + C_m T^2 + D_m T^3 \quad (4.12)$$

$$C_{pi} = A_i + B_i T + C_i T^2 + D_i T^3$$

x_i : Fraction molaire du composant i

A_m, B_m, C_m et D_m sont les paramètres de la chaleur spécifique du mélange. Ils sont calculés en mélangeant les coefficients de chacun des composants du mélange.

$$A_m = \sum_i x_i A_i, B_m = \sum_i x_i B_i, C_m = \sum_i x_i C_i, D_m = \sum_i x_i D_i \quad (4.13)$$

A_i, B_i, C_i et D_i sont les paramètres de l'équation de la chaleur spécifique.

T'_{GO} : Température des gaz d'échappement à l'entrée de l'économiseur; elle est égale à la température de saturation plus la température de pincement ΔT .

h_4 : L'enthalpie spécifique de la vapeur à la sortie du surchauffeur [kJ/kg]

h_2 : L'enthalpie spécifique de l'eau à l'état de liquide saturé [kJ/kg]

$$m_g \int_{T'_{GO}}^{T_{GI}} C_{p_g}(T) dT = m_{VS}(h_4 - h_2) , m_{VS} = \frac{m_g \int_{T'_{GO}}^{T_{GI}} C_{p_g}(T) dT}{(h_4 - h_2)} \quad (4.14)$$

Avec :

h_4 : Enthalpie de la vapeur surchauffée [kJ/kg]

h_3 : Enthalpie spécifique de l'eau d'alimentation du récupérateur [kJ/kg]

Sachant que:

$$\Delta T = T'_{GO} + T_{sat} \quad (4.15)$$

Où : T_{sat} est la Température de saturation à la pression de la vapeur surchauffée.

4.7.3. Résultats et discussions

Le calcul de faisabilité de la transformation en système cycle combiné est décrit en détail en annexe 4. Il couvre l'ensemble de l'installation : la Chaudière de récupération, la turbine à vapeur et le condenseur. Le tableau suivant représente les résultats de calcul pour une seule turbine.

Tableau 4.4 : Résultats de l'étude de faisabilité de la transformation en système cycle combiné.

Gain en puissance (MW)	9.84
Rendement cycle combiné (%)	52
Gain en énergie (GWh)	80
Economie en énergie primaire (gaz naturel en Mm³)	21.34
Emissions de CO₂ évitées (kt)	43.3

D'après le tableau, la faisabilité de ce système de cogénération permet d'améliorer le rendement, qui passe de 36.3 % en cycle à gaz simple et ouvert à 52 % en cycle combiné, ainsi qu'un gain en énergie de 80 GWh, ce qui reflète une économie en gaz naturel de 21.34 million m³ et une réduction de 43.3 kt de CO₂.

Le calcul des économies d'énergie et donc des émissions évitées mérite une attention particulière, étant donné la possibilité d'inscrire la cogénération dans le cadre des projets visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et encadrés par le mécanisme de développement propre et l'application conjointe du Protocole de Kyoto (Prisme, 2003).

Pour l'ensemble des turbines de la station, on a classé ces dernières dans des intervalles selon leurs puissances. L'extrapolation et l'interpolation faites ont été basées sur

des données de système de cycles combiné déclarées par plusieurs constructeurs de ce type de technologie et sont rassemblées dans la référence (Cenusa, 2004).

Dans cette station où seulement 03 turbines fonctionnent et 03 sont à l'arrêt, on a adopté l'hypothèse suivante : la quantité d'énergie récupérée dans chaque station représente 50% de la quantité d'énergie totale récupérée par cogénération. Le bilan de la transformation du cycle ouvert en cycle combiné de la station est présenté dans le tableau suivant :

Tableau4.5 : bilan global de la station

Gain en puissance (MW)	44.35
Gain en énergie (GWh)	356.63
Economie en énergie primaire (gaz naturel en Mm³)	95
Emissions de CO₂ évitées (kt)	195.43

Pour cette station l'énergie électrique produite par cogénération est 356.63 GWh ce qui permettra de réduire la consommation d'électricité délivrée par SONELGAS et d'injecter le surplus dans le réseau. L'économie en énergie primaire qui est le gaz naturel est de 95 million m³, ce qui conduit à un gain en émissions de CO₂ de 195.43 kt/an.

4.8. Etude prospective

Dans la modélisation de l'industrie de production d'électricité, on est confronté à une approche par technologie. Cela requiert donc d'avoir une base de données fournie et adéquate, ou de mettre en place quelques hypothèses permettant de représenter les turbines le mieux possible. Cette base de données est composée de deux classifications pour toutes les technologies de transformation (voir Tableau 4. 14):

- Par type de technologie de transformation (turbines à gaz, turbines à vapeur, cycle combiné).
- Par tranche de puissance.

Nous avons opté pour le traitement des différentes turbines à gaz car cela nous permet de mieux répondre à la question du potentiel de cogénération de type cycle combiné dans la récupération d'énergie dans le secteur de production d'énergie. Ainsi, on pourra évaluer la pénétration et le potentiel de la cogénération au niveau des centrales électriques, stations de compression et stations de pompage.

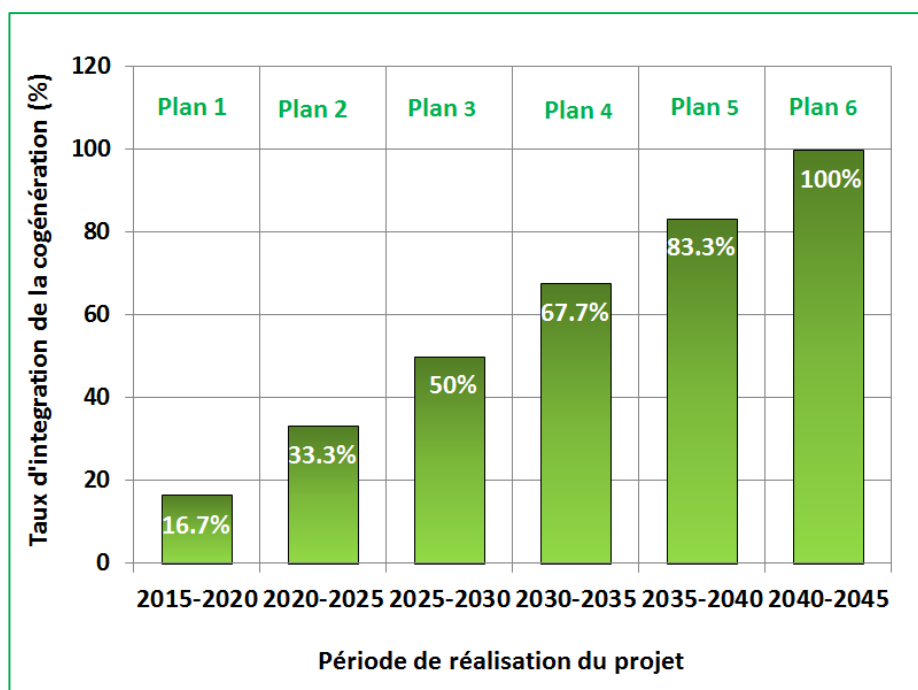


Figure 4.22. Plans de projet avec les taux d'intégration de la cogénération au parc de production d'électricité pour chaque période de temps.

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-périodes équivalentes à six plans de cinq ans chacune.

4.8.1. Description des scénarios pour la démarche prospective

Face aux inévitables tensions sur les ressources pétrolières et fossiles, avec une raréfaction progressive de ces dernières et des contraintes sur les émissions de CO₂ qui ne peuvent que se renforcer, le secteur énergétique doit poursuivre les efforts en matière d'efficacité énergétique.

A l'heure où nous parlons économie d'énergie et réduction des émissions de gaz à effet de serre, la récupération et la valorisation des rejets thermiques au niveau des secteurs de production et conversion d'énergie (centrales électriques, stations de compression et de pompage) devient nécessaire pour une meilleure gestion de cette dernière. Les rejets de gaz d'échappement dont la température est particulièrement élevée pourront être récupérés grâce à la cogénération. Il y a donc des opportunités d'économie en consommation primaire au niveau de ces centrales et particulièrement au niveau des turbines à gaz. Ainsi, la cogénération apparaît comme une technologie à même d'apporter une contribution significative pour

répondre aux grands défis de demain. Dans le cadre de notre étude nous avons envisagé trois scénarios :

4.8.1.1. Scénario tendanciel ou de référence (scénario sans cogénération) :

C'est un scénario dans lequel aucune nouvelle politique ou mesure n'est jugée nécessaire ou n'est adoptée. Ce scénario de prospective dont les évolutions futures reposent sur une continuité des tendances du passé sert de ligne directrice autour de laquelle l'impact d'une nouvelle politique ou mesure peut être évalué.

4.8.1.2. Scénario volontariste 1 (scénario avec cogénération) :

Il se caractérise par la mise en place de la technologie de cogénération dans l'industrie énergétique jusqu'en 2045. Ce scénario permet de représenter et mesurer le potentiel de récupération d'énergie au niveau des centrales électriques, stations de compression et de pompage.

4.8.1.3. Scénario volontariste 2 (scénario avec cogénération et récupération du CO₂) :

C'est un scénario qui se caractérise par la coproduction électricité-méthanol jusqu'en 2045. Le CO₂ sera capté au niveau des centrales et stations et valorisé afin de produire du méthanol.

Dans ce qui suit, nous définissons les différentes hypothèses retenues pour la modélisation des secteurs de production d'électricité. Ces hypothèses seront communes aux trois scénarios définis ci-dessus.

4.8.2. Hypothèses de modélisation

4.8.2.1. Evolution de la production d'électricité

L'électricité est largement produite à partir de gaz en Algérie (le gaz couvre 97 % de la demande en électricité en Algérie). La puissance installée du parc national de production d'électricité a atteint 17,238.6 MW en 2015 reflétant une croissance de plus de 4% et en hausse de 16% par rapport à 2012. A noter que de 2004 à 2014, la production d'électricité est passée de 33.5 TWh à 60.5 TWh, soit un taux d'évolution de 51% en dix ans (MEM, 2004-2013 ; ME, 2015a).

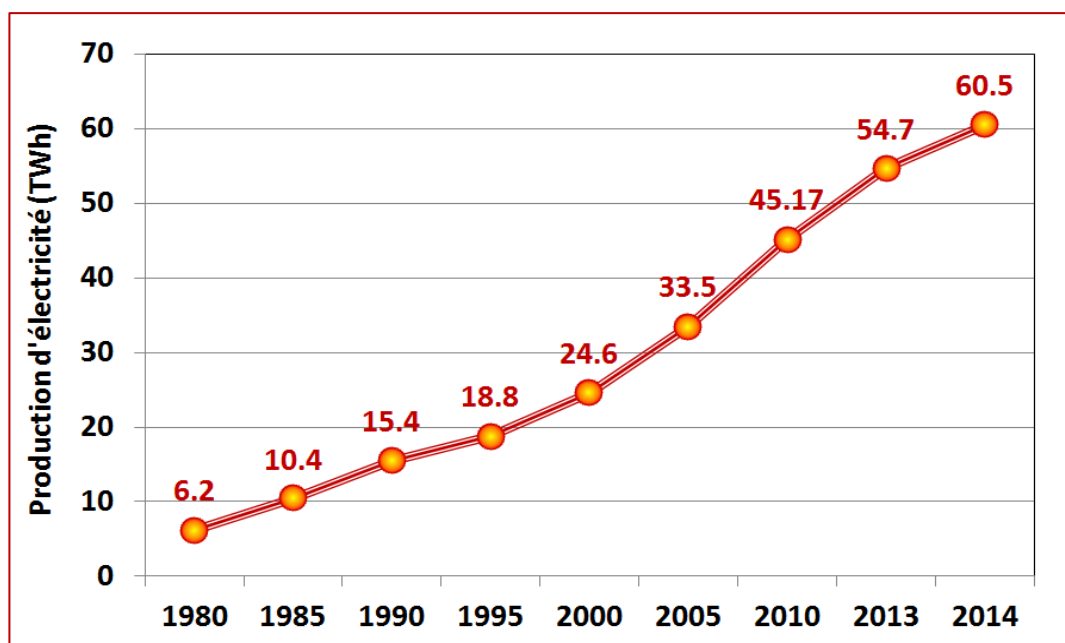


Figure 4.23. Evolution de la production d'électricité au niveau des centrales électriques (GRTG, 2012; MEM, 2005-2015a).

D'une façon générale, chaque technologie de génération d'électricité peut être classée suivant la puissance pouvant être fournie. Le Tableau 4.6 donne un aperçu de la présélection des technologies examinées dans notre étude. Certains types de centrales électriques comme les centrales diesel, la biomasse, les centrales solaires ainsi que les centrales géothermiques, sont exclues de notre analyse. Les technologies suivantes ont été retenues dans notre étude :

- Les turbines à gaz: la récupération d'énergie électrique et la récupération matière (conversion du CO₂ en méthanol).
- Les turbines à vapeur et cycle combiné: la récupération matière.

Tableau 4. 6: Répartition globale des données selon les technologies de transformation

	Type de technologie	Tranche de puissance (MW)
Centrales électriques	Cycle combiné CC	4,425
	Turbine à gaz TAG	9,739
	Turbine à vapeur TAV	2,487
Stations de compression	Turbine à gaz TAG	1,028
Stations de pompage	Turbine à gaz TAG	460

Dans une approche technologique, les rendements varient par type de turbines. Dans le cas de notre modélisation pour étudier la pénétration de la cogénération, nous avons opté pour un certain nombre de calculs. La saisonnalité dans la production d'électricité n'est pas

un facteur déterminant pour la variation des consommations énergétiques. Le rythme de production est généralement soutenu par un régime de production durant toute l'année (8760 heures de fonctionnement).

4.8.2.2. Consommation de gaz pour la production d'électricité

La demande d'énergie est calculée sur la base des consommations spécifiques par produit. Elle est égale à la somme des consommations spécifiques de chaque combustible multipliée par la production de chaque type de produit (Djemaa, 2009). Le gaz naturel est le combustible le plus utilisé pour la production d'électricité en Algérie, il couvre presque 97 % de la demande.

$$CT_{GN} = CS_{GN} \times P_{Elect} \quad (4.16)$$

CT_{GN} : Consommation totale du gaz naturel en m^3

CS_{GN} : Consommation spécifique du gaz naturel, elle représente la consommation par unité de production. Elle est exprimée en m^3/kWh .

P_{Elect} : Production d'électricité en kWh.

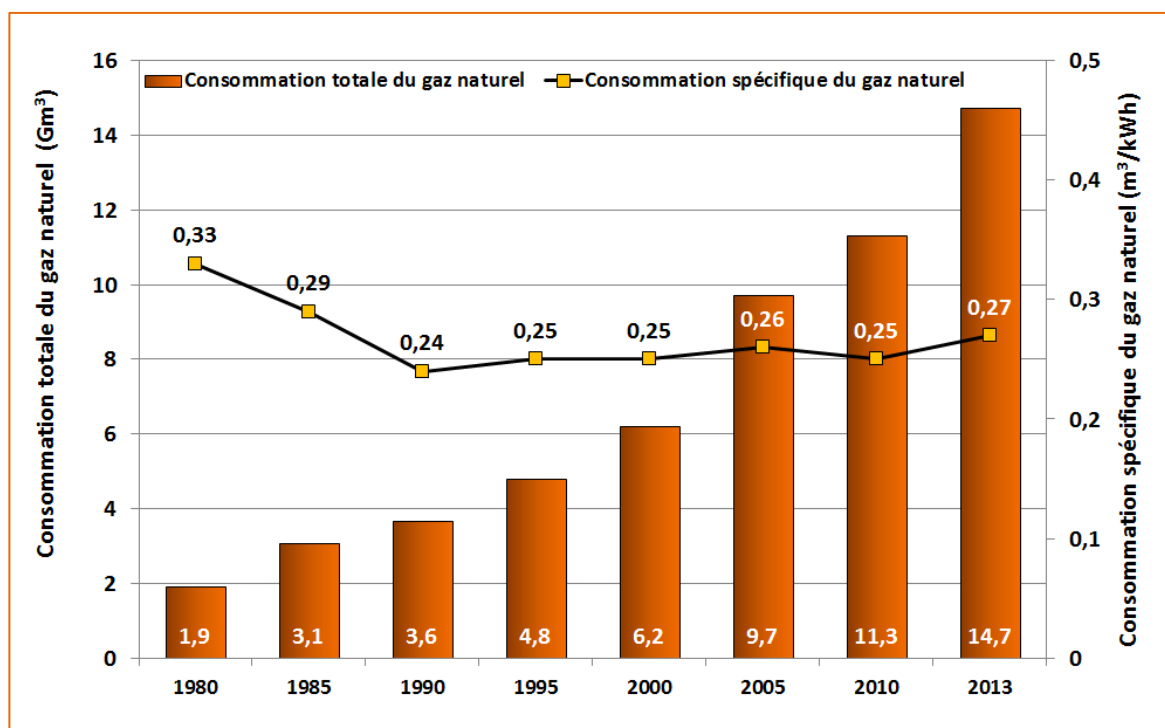


Figure 4.24. Evolution de la consommation du gaz naturel pour la production d'électricité (ME, 2014).

Dans notre étude, la valeur de la consommation spécifique du gaz retenue est la moyenne des valeurs entre 1980 et 2013. Elle est considérée comme constante durant les années simulées (de 2015 à 2045). Elle est égale à $0.270 \text{ m}^3/\text{kWh}$ ($865.3 \text{ m}^3/\text{Mtep}$).

4.8.2.3. Gain en émissions du CO_2

Le calcul du contenu en carbone de l'électricité constitue un enjeu important pour l'évaluation des actions dans la lutte contre le changement climatique. En général, les émissions de CO_2 sont calculées à partir du produit entre les facteurs d'émission associés à chaque combustible i (F_{emis_i}) et la consommation du combustible i (C_{comb_i}) (Djemaa, 2009).

$$E_{\text{CO}_2} = \sum_i F_{\text{emis}_i} \times C_{\text{comb}_i} \quad (4.17)$$

La quantité de CO_2 , Q_{CO_2} , est celle émise lors de la production d'électricité aux niveau des centrales. Cette quantité est déterminée en fonction de la quantité d'électricité produite. Dans notre étude, elle est calculée selon la relation suivante :

$$Q_{\text{CO}_2} = E_{\text{prod}} \cdot F_{\text{émission}} \quad (4.18)$$

Où :

E_{prod} : Electricité produite en kWh

$F_{\text{émission}}$: Facteur d'émission en kg équivalent CO_2 par kWh.

Les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles jugées polluantes, sachant que la ressource du gaz est largement disponible en Algérie. La technologie cycle combiné permet d'obtenir des gains en émissions du fait de la substitution des turbines à gaz (cycle ouvert). Le gain en CO_2 peut s'écrire selon la relation :

$$\text{Gain}_{\text{CO}_2} = E_{\text{Cogénération}} \cdot F_{\text{émission}} \quad (4.19)$$

Où :

$E_{\text{Cogénération}}$: Electricité produite par la cogénération en kWh.

L'utilisation de ce facteur d'émission de l'électricité dans la modélisation permettra de rendre compte de l'impact en termes d'effet de serre des projets visant à encourager des actions de maîtrise de l'énergie. Pour le secteur électrique algérien, le facteur d'émission est 548 gCO₂ par kWh électrique en 2011 (AIE, 2013). Dans notre étude, nous considérerons donc cette valeur comme étant une valeur moyenne.

4.8.2.4. Conversion du CO₂ en méthanol

Des efforts de développement de technologies pour réduire les émissions de CO₂ sont en cours. La valorisation du CO₂ est parmi les solutions proposées pour y arriver. Dans notre étude, le CO₂, émis aux niveau des centrales électriques, des stations de compression et de pompage, est récupéré avec un taux de captage TC de 50% (Reciou et al., 2016). Cette quantité captée sera convertie en méthanol en utilisant des énergies renouvelables tel que le solaire.

$$V_{\text{Méthanol}} = Q_{\text{CO}_2} \cdot \text{TC} \cdot \text{FC} \cdot \text{MV}_{\text{Méthanol}} \quad (4.20)$$

Le réacteur photo-catalytique produit 655kg ou 830 litres de méthanol (Masse volumique de CH₃OH MV= 0.79 kg/litre (Vancoillie et al., 2012) à partir d'une tonne de CO₂ (Schreiber et al., 2014). Le facteur de conversion du CO₂ en méthanol FC utilisé dans notre étude est 655 (exprimé en g de CH₃OH par kg de CO₂).

Dans le scénario volontariste 2 (avec cogénération et récupération du CO₂), le volume du gaz naturel consommé pour la production d'électricité sera substitué par le volume du méthanol produit par la conversion du CO₂ chaque année.

4.8.3. Résultats et discussions

Après une analyse de chaque ouvrage de production d'électricité, une extrapolation du potentiel énergétique sur l'ensemble de pays a été faite. Le potentiel énergétique représente la somme de toutes les unités de cogénération qu'il est énergétiquement possible d'installer. Précisons que seules les cogénérations par turbine au gaz naturel ont été envisagées sur le territoire national. Pour le cycle combiné et les turbine à vapeur, on se limitera uniquement à la récupération et valorisation du CO₂ (conversion du CO₂ en méthanol).

Tableau 4. 7 : Potentiel de la coproduction électricité-méthanol

	Electricité (MW)	Emissions du CO ₂ évités (Mt)	Méthanol	
			Millions litres	TJ
Centrales électriques	4,367	36.67	15,202	93,500
Stations de compression/pompage	634	2.63	2,154	13,250
Total	5,001	39.3	17,356	106,750

Le potentiel de production d'électricité par cogénération de l'ensemble des stations existantes est de l'ordre de 5000 MW avec un gain de 39.3 Mt en émission du CO₂. La récupération et la conversion du CO₂ a permis de produire 17.35 Md de litres (106,750TJ) et qui représente 15% des produits pétroliers.

4.8.4. Projection de la demande en électricité

Ces dernières années, la demande en électricité a connu une évolution importante particulièrement en périodes estivale, atteignant des pics de consommation importants. Cette forte augmentation de la demande est une conséquence directe du changement des habitudes du consommateur et l'amélioration de sa qualité de vie, ainsi que la pulsion donnée au secteur économique et industriel (ME, 2016). La projection de la demande en électricité est représentée dans la figure suivante :

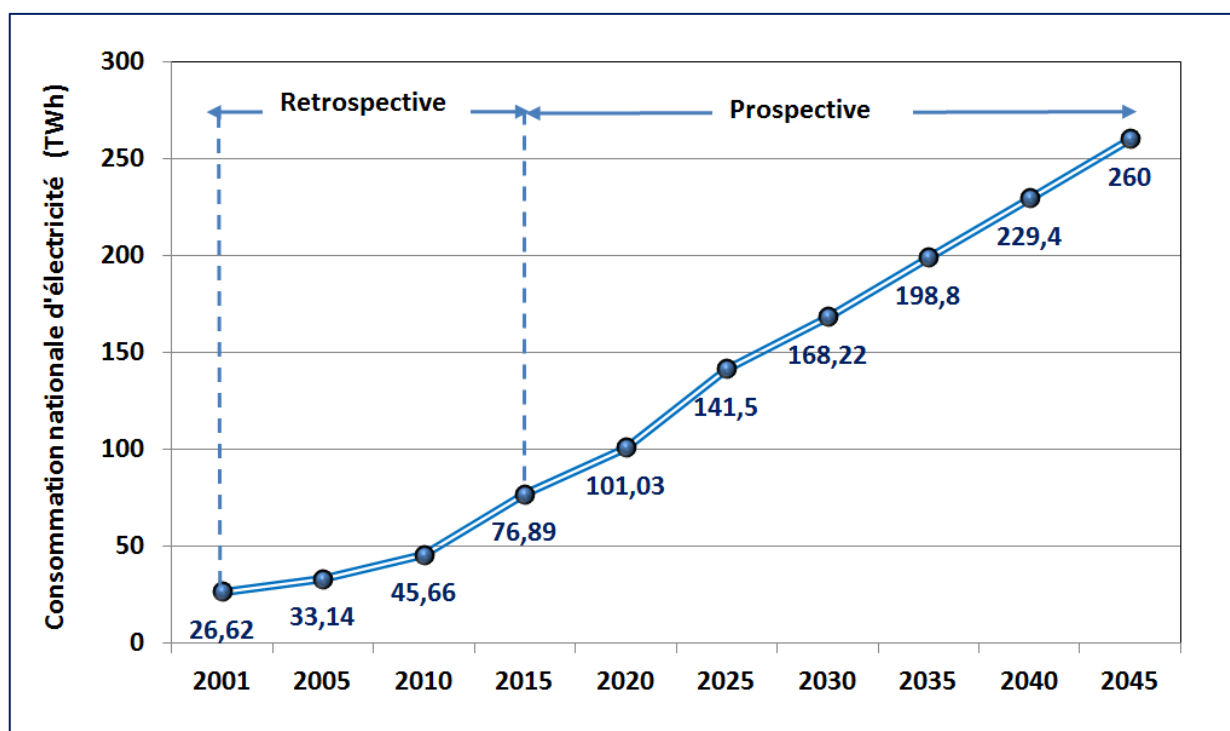


Figure 4.25. Evolution prospective de la consommation nationale d'électricité.

La demande en électricité est en progression, elle passera de 76.89 TWh en 2015 à 260 TWh en 2045 où le taux de croissance moyenne sur la période 2015-2045 est d'environ 5.3 % par an. Pour les années 2030, 2035, 2030 et 2045, la demande est calculée tendanciuellement à partir des années 2015, 2020 et 2025 où les valeurs de la consommation nationale sont prises selon la prospective réalisée par le SNAT. Les valeurs mentionnées dans la figure ci-dessus représentent celles du scénario fort (pour plus de détail voir Annexe 4).

4.8.5. Profil d'évolution de la production d'électricité

Le secteur énergétique recouvre toutes les activités industrielles qui vont de l'exploitation des ressources primaires à la livraison des produits énergétiques au consommateur final. Il convient donc d'abord de rationaliser la consommation d'énergie en récupérant cette chaleur perdue. C'est ce qui nous a amené à étudier la valorisation de la chaleur perdue en sortie de procédés à travers le déploiement de technologies récupératrices et amplificatrices telles que la cogénération. L'effet de la cogénération sur la production d'électricité à long terme est représenté dans la figure suivante :

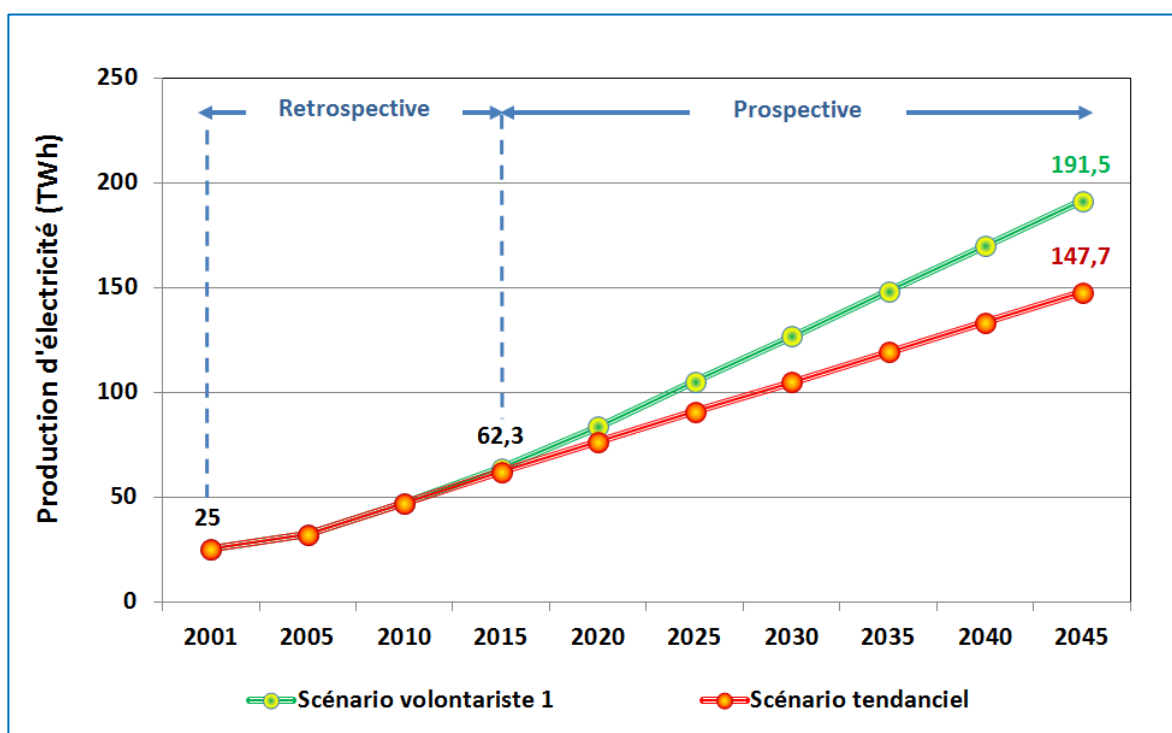


Figure 4.26. Evolution de la production d'électricité pour le scénario sans cogénération et scénario avec cogénération.

La figure 4.26 représente l'évolution de la production d'électricité à l'horizon 2045 pour les deux scénarios (Scénario sans cogénération et Scénario avec cogénération). On rappelle que la mise en place de la technologie cogénération s'effectue à partir de 2015. Ainsi, on constate une forte variation du mix énergétique final avec la mise en place de la cogénération dans le secteur de production d'électricité. L'électricité produite de 59.56 TWh en 2013 passe à 147.7 TWh en 2045 dans le scénario de référence. Cependant elle devient 191.5 TWh avec notamment la cogénération jusqu'à l'horizon 2045. On a ainsi une augmentation d'environ 30% de la production d'électricité par rapport au scénario sans cogénération en 2045.

En effet, le parc actuel (avec cogénération) ne satisfait pas la demande en électricité. Dans notre étude, nous avons intégré la technologie de cogénération de type cycle combiné dans le parc futur.

La puissance à installer est calculée selon la formule suivante :

$$P_{\text{nouveau parc}} = \text{Cons}_{\text{nat}} - P_{\text{parc existant}} \quad (4.21)$$

Où :

$P_{\text{nouveau parc}}$: Puissance à installer en GW

Cons_{nat} : Consommation nationale d'électricité en GW

$P_{\text{parc existant}}$: Puissance installée en GW

Le calcul de la puissance est basé sur un fonctionnement de 3751 heures/an (ME, 2015). La technologie de cogénération a un rendement de 52% (voir annexe 4). Le parc existant et le nouveau parc sont représentés dans la figure suivante :

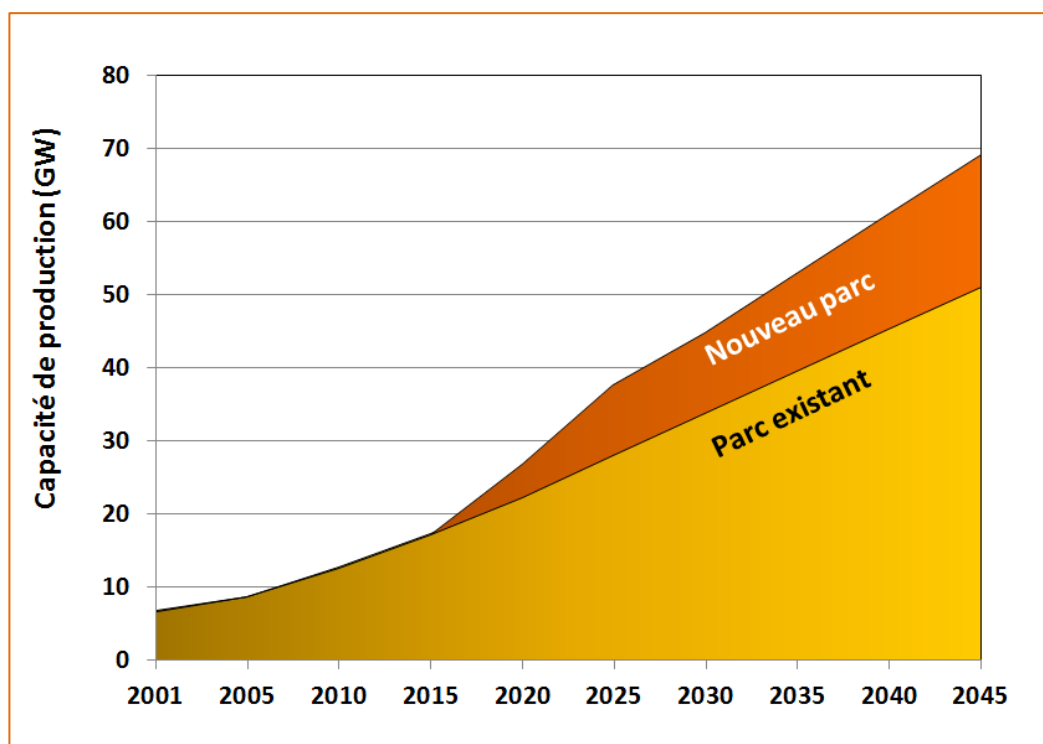


Figure 4.27. Projection de la capacité à installer.

Entre 2015 et 2045, la capacité de production du parc actuel passera de 17 à 51 GW. Pour satisfaire la demande en électricité, de nouvelles centrales de type cycle combiné devront être réalisées selon 6 plans.

D'ici 2045, la capacité supplémentaire qui doit être mise en service pour couvrir la demande est de 51.07 GW pour atteindre un parc de 69.3 GW soit une marge d'environ 26%. Cette marge de 18.23 GW représente environ 15 unités de type cycle combiné (parc futur constitué de centrales à cycle combiné 3x400 MW).

Le tableau suivant illustre les puissances à installer :

Tableau 4.8: Planification proposée à l'horizon 2045 pour l'Algérie

	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045
Plans	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Puissance (GW)	4.57	9.62	11	13.41	15.82	18.23
Puissance TAG (MW)	3.01	6.33	7.23	8.82	10.41	12

Il est nécessaire de connaître les puissances des turbines à gaz du nouveau parc afin de permettre de déterminer la consommation de gaz naturel ainsi que les émissions du CO₂, ce qui permettra de les comptabiliser.

4.8.6. Profil d'évolution de la consommation du gaz naturel

Le gaz naturel représentait en 2014 environ 28% de la consommation nationale (ME, 2015). Il constitue la principale énergie consommée dans les centrales électriques, les stations de compression et de pompage pour la production d'électricité.

Tableau 4.9 : Répartition de la consommation du gaz naturel à l'horizon 2045.

Consommation (Mdm ³)	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Scénario tendanciel	20.76	27.27	38.20	45.41	53.67	61.93	70.2
Scénario volontariste 1	19.15	23.72	30.92	35.7	41.14	46.6	52.05

Avec l'intégration de la cogénération dans le secteur de production d'électricité, la consommation de gaz naturel diminuera. On passera ainsi d'une consommation de 70.2 Mdm³ dans le scénario tendanciel (Scénario sans cogénération) à environ 52 Mdm³ dans le scénario volontariste 1 (Scénario avec cogénération) en 2045.

Pour le troisième scénario, la récupération et la valorisation du CO₂ permettra de produire du méthanol qui est un vecteur énergétique de pouvoir calorifique avoisinant le gaz naturel. Pour cela, nous le comptabiliserons dans notre bilan. Le gain global en matière première est représenté dans la figure suivante :

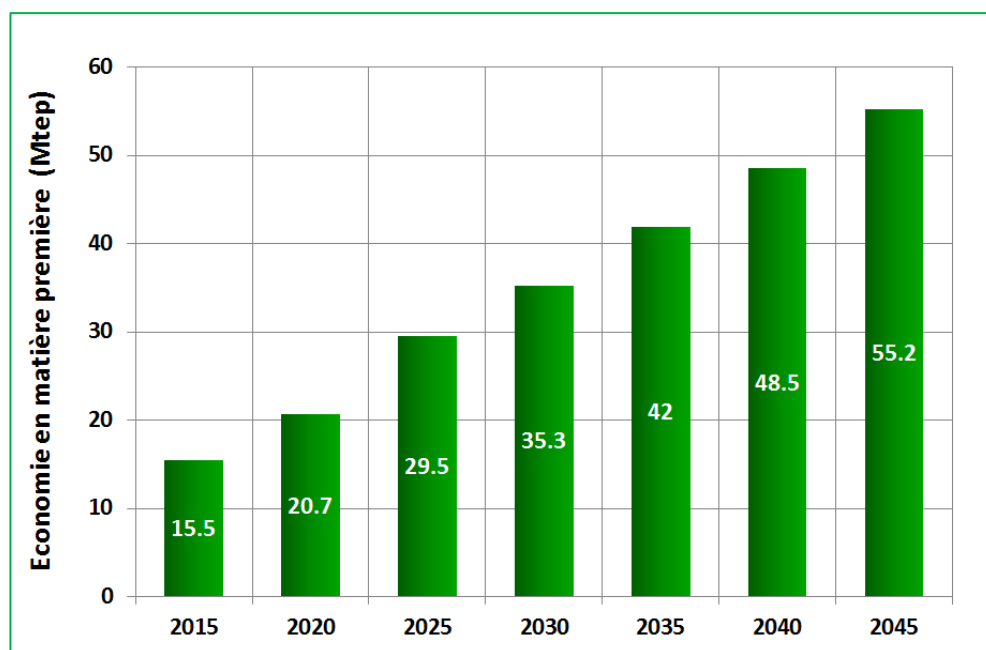


Figure 4.28. Répartition du gain en matière première à l’horizon 2045.

La cogénération et la récupération et valorisation du CO₂ sont des technologies qui permettront d’économiser l’énergie et la matière première. Son influence est remarquable selon la figure ci-dessus où le gain en matière passera de 15.52 Mtep en 2015 à 55.2 Mtep en 2045 avec un taux de croissance moyen de 4.3% par an. L’économie en combustible progressera légèrement avec l’augmentation du taux d’intégration de la technologie cycle combiné dans le parc. Elle évoluera de 79 en 2015 à 83% en 2045.

Dans le paragraphe suivant, nous analyserons l’impact des économies d’énergies obtenues sur les émissions de CO₂ avec l’intégration de la technologie de cogénération dans le secteur de production et conversion d’énergie.

4.8.7. Impact de la cogénération sur les émissions de CO₂

Suite à la réduction de la consommation de gaz naturel dans le secteur de production d’électricité avec l’intégration de la cogénération, nous observerons ainsi une diminution des émissions de CO₂. La figure 4.29 montre l’évolution de l’effort de baisse des émissions réalisé jusqu’à l’horizon 2045.

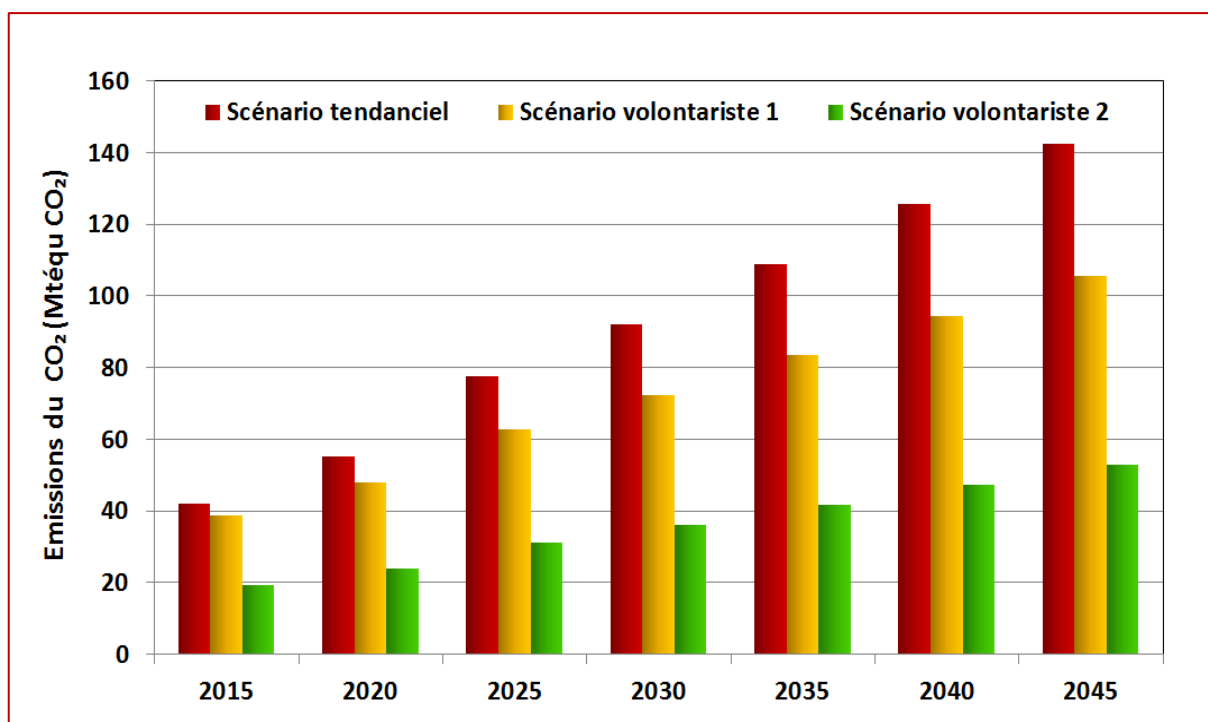


Figure 4.29. Effet de l'intégration de la cogénération sur les émissions de CO₂.

Le scénario tendanciel (Scénario sans cogénération) montre que les émissions de CO₂ affichent une augmentation jusqu'en 2045. On constate ainsi un accroissement de 100 Mt des émissions en 2045 par rapport au niveau de 2015. Il s'en est suivi une augmentation progressive des émissions pour atteindre 142 Mt de CO₂.

L'introduction de la cogénération a permis d'obtenir une réduction des émissions de CO₂ d'environ 3.26 Mt en 2015 correspondant à un effort de réduction de 8% par rapport au scénario de référence. Cette réduction des émissions va augmenter et atteindre 36.8 Mt soit une croissance de 8% par an. Ainsi, nous avons obtenu une diminution des émissions de CO₂ d'environ 26% par rapport au scénario tendanciel en 2045. Selon le troisième scénario, la capture et la conversion du CO₂ a permis de diminuer de 63% et 50 % de ces émissions par rapport au premier et deuxième scénario respectivement et de produire du méthanol, combustible qui présente un intérêt environnemental et économique.

4.8.8. Impact économique

L'intégration de la cogénération de type cycle combiné dans le parc national se reflète par l'économie en gaz naturel et la réduction des émissions du CO₂. Dans notre étude, le gain

calculé représente la consommation en gaz naturel ainsi que le méthanol produit par la conversion du CO₂.

Prix du gaz naturel

Le prix d'approvisionnement de gaz naturel dépend fortement du contrat liant le fournisseur à l'acheteur, il n'y a donc pas de prix uniformisé et aisément accessible comme c'est le cas pour le pétrole. Les projections de prix du gaz (2020, 2025, 2030 et 2035) sont celles du scénario « Current Policies » présenté dans le World Energy Outlook 2013, secteur Europe (AIE, 2013). La valeur de 2040 et 2045 respecte une évolution tendancielle basée sur les années 2010 à 2035.

Tableau 4.9 : Evolution des prix du gaz (AIE, 2013).

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Prix (\$/MBTU)		14.9	17.3	20.2	23.6	26.25	29.15
Prix (\$/Mtep)		596000	692000	808000	944000	1050000	1166000

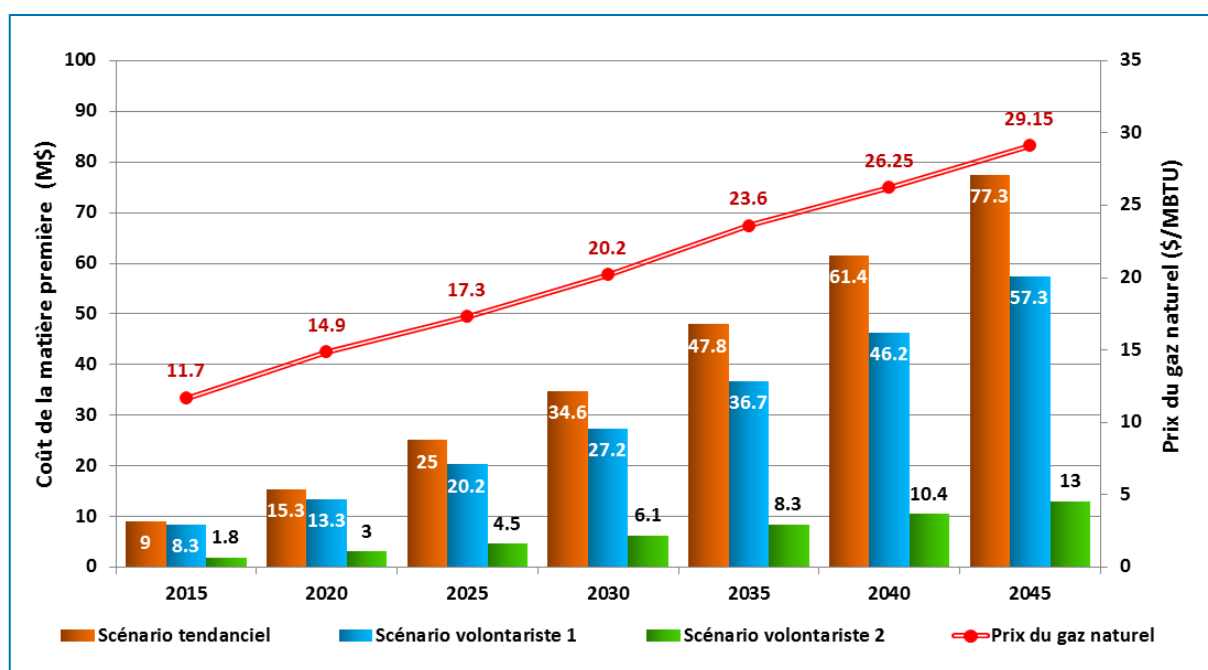


Figure 4.30. Evolution du coût de la matière première pour le scénario «Current Policies».

Selon la figure 4.30, pour un prix du gaz de 29.15 \$/MBTU, le coût de la matière première en 2045 est 77.3 M\$ pour le scénario tendanciel par contre le scénario volontariste 1 (avec cogénération), le coût est 57.3 M\$ et qui représente une baisse d'environ 26% (20

M\$). Pour le dernier scénario (avec cogénération et récupération du CO₂), le coût 13M\$ en 2045. Ce qui permettra une réduction de 64 M\$ et 44 M\$ qui correspond à une diminution de 82 % et 57 % par rapport au premier et deuxième scénario respectivement.

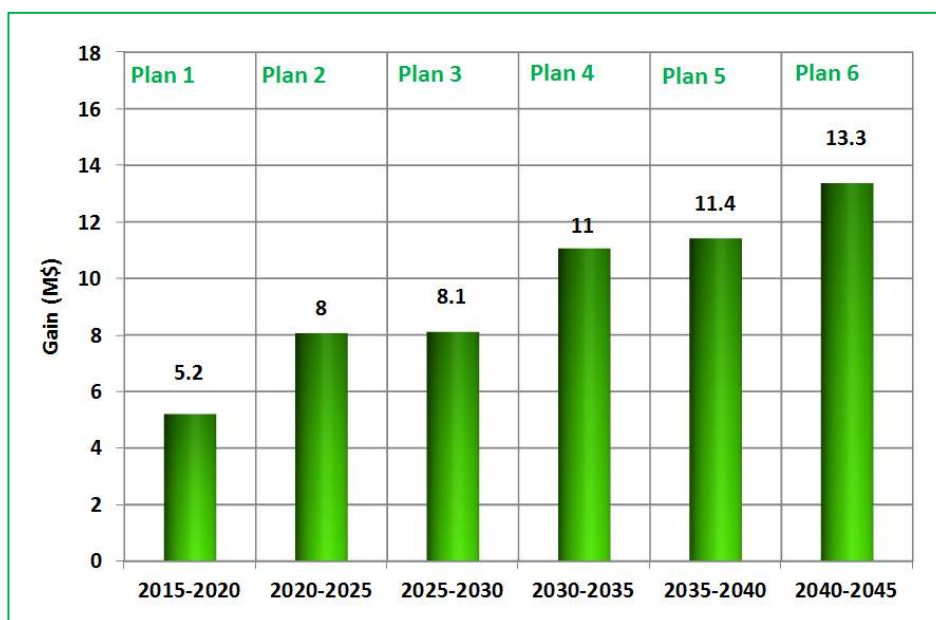


Figure 4.32. Répartition du gain économique pour chaque plan.

La cogénération a permis de réduire la consommation en matières premières, ce qui explique la réduction de coûts de production d'électricité. L'amélioration du rendement électrique par le biais de la cogénération de type cycle combiné permettra des gains allant de 5.2 M\$ sur le plan 1 à 13.3 M\$ pour le plan 6. Les deux technologies adoptées pour le scénario volontariste 2 vont jouer à long terme un rôle important en terme énergie, climat et économie.

4.9. Conclusion

Ressources fossiles limitées, difficultés d'approvisionnement, dépendance énergétique et changement climatique ont incité scientifiques et politiques à prendre en compte des alternatives énergétiques. La cogénération apparaît comme une solution réaliste; certes elle ne résout pas l'ensemble des problèmes mais apporte une solution concrète rapidement à des sociétés avides d'énergie comme le sont les nôtres. Avec la mise en place de la technologie cogénération dans le secteur de production d'électricité, une forte variation du mix énergétique final est constatée à moyen et long terme. L'électricité produite de 59.56 TWh en

2013 passera à 147.7 TWh en 2045 dans le scénario de référence. Cependant elle deviendra 191.5 TWh avec notamment la cogénération jusqu'à l'horizon 2045. On a ainsi une augmentation d'environ 30% de la production d'électricité par rapport au scénario volontariste 1 sans cogénération en 2045.

La récupération et la conversion du CO₂ adoptée dans le scénario volontariste 2 se traduit par un gain en matière qui passera de 15.52 Mtep en 2015 à 55.2 Mtep en 2045 avec un taux de croissance moyen de 4.3% par an. L'économie en combustible progressera légèrement avec l'augmentation du taux d'intégration de la technologie cycle combiné dans le parc. Elle évoluera de 79 en 2015 à 83% en 2045.

L'intégration de la cogénération de type cycle combiné entraînerait une baisse importante des émissions de CO₂ par rapport à la situation de référence. Cette réduction serait de 37 et 90 Mt selon les deux scénarios volontaristes 1 et 2, le dernier scénario assurant la réduction la plus forte. Il permettra une diminution de 63% et 50 % de ces émissions par rapport au premier et deuxième scénario respectivement et de produire du méthanol.

L'amélioration du rendement électrique par le biais de la cogénération de type cycle combiné permettra des gains allant de 5.2 M\$ sur le plan 1 (2015-2020) à 13.3 M\$ pour le plan 6 (2040-2045). Les deux technologies adoptées pour le scénario volontariste 2 vont jouer à moyen et long terme un rôle important en terme énergie, climat et économie.

Le développement de nombreuses centrales à cycles combinés est souhaitable, car il permettrait d'amortir la demande en électricité avec un meilleur rendement énergétique que les centrales thermiques classiques et de plus de façon décentralisée (cas des stations de compression et de pompage) ce qui présente le double avantage de limiter les pertes en ligne et l'investissement dans des lignes à très haute tension. La cogénération présente un grand intérêt économique qui se traduit par une plus grande maîtrise de l'énergie et une réduction des émissions polluantes.

Chapitre 5

Récupération et valorisation des déchets

5.1. Introduction

Principalement issue des forêts et de l'agriculture, la biomasse est aujourd'hui considérée comme une source d'énergie alternative et propre. En Algérie, le potentiel de la biomasse se compose de la biomasse issue des forêts et des déchets urbains et agricoles. Le potentiel actuel de la biomasse de forêts est évalué à environ 37 Mtep. Le potentiel récupérable est de l'ordre 3.7 Mtep (MATE, 2010). En 2013, la quantité de déchets ménagers et assimilés produits était de 10.3 millions de tonnes (AND, 2014). Au niveau mondial, la production de déchets solides municipaux a pratiquement doublé au cours des dix dernières années. Elle devrait doubler dans les quinze prochaines années, pour passer de 1.3 milliard en 2010 à 2.5 milliards de tonnes par an en 2025, sous l'effet conjugué du développement urbain et de l'évolution des modes de consommation (Le Courtois, 2012).

Bien que la valorisation des déchets fait partie des prérogatives du plan national du développement des énergies renouvelables, le potentiel national de bioénergie issue de ces déchets reste toutefois conséquent (CDER, 2015). En Algérie, la récupération du biogaz permet de produire de l'énergie et participe à la protection de l'environnement en traitant des effluents ou des déchets organiques. Il peut être utilisé pour tous les usages domestiques du gaz (chauffage, cuisson, eau chaude sanitaire), collectifs (chauffage, réseaux de chaleur), tertiaires et industriels (chaleur, vapeur). Il est aussi directement utilisable dans les véhicules fonctionnant au GNV (Gaz Naturel Véhicule) comme carburant gaz naturel (bus, bennes à ordures ménagères, camions de livraison, véhicules légers des collectivités ou des entreprises, tracteurs). Il peut également être utilisé comme énergie primaire pour produire de l'électricité verte, combinée avec une cogénération de chaleur pour atteindre une efficacité énergétique élevée (70 à 85 %).

Le biogaz est un gaz renouvelable mais il ne connaît pas un fort développement en Algérie. La complémentarité du biogaz avec les autres énergies renouvelables en fait une énergie stratégique dans le mix énergétique à venir : transportable et stockable, prévisible et modulable en puissance, substituable aux carburants fossiles (Club biogaz-ATEE, 2014). Ces atouts uniques justifient aujourd'hui la consolidation de cette filière émergente et la préparation de son développement futur par des mesures publiques ambitieuses.

Ce chapitre présente un état des connaissances sur les gisements des déchets organiques et leur contexte de valorisation à moyen et long terme en Algérie. Les principales notions relatives à ces déchets et leurs options de traitement sont abordées, afin de faciliter la compréhension de leur logique de gestion et de mise en œuvre dans le contexte Algérien en particulier. Nous avons souhaité analyser dans ce chapitre les enjeux de la valorisation énergétique des déchets dans le cadre de développement des énergies renouvelables, de protection de l'environnement, et d'élimination des déchets. Nous allons nous concentrer dans ce chapitre sur le potentiel énergétique des déchets solides urbains. C'est une source étant disponible de manière durable et en quantité, dans la mesure où la population algérienne continue de croître, de même pour son niveau de vie. Une évaluation des gisements des fractions organiques des déchets générés en zones rurales et urbaines et leur potentiel de valorisation par la méthanisation, a été réalisée selon une approche prospective à l'horizon 2045 permettant par une sous-estimation des ordres de grandeurs pour l'année 2010 prise comme référence. Par ailleurs, la valorisation énergétique de cette source, permet de répondre non seulement aux préoccupations énergétiques, mais aussi à des préoccupations environnementales.

5.2. Biomasse

5.2.1. Définition

Pendant longtemps, la biomasse, qui désigne l'ensemble de la matière organique d'origine végétale et animale, fut la source d'énergie la plus exploitée par l'homme. Depuis le premier choc pétrolier, ce concept s'applique aux produits organiques végétaux et animaux utilisés à des fins énergétiques ou agronomiques (Couhert, 2007). Selon la directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables (2009/28/CE) la biomasse est définie comme « la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture (y compris les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux ».

5.2.2. Types de biomasse

Les chercheurs caractérisent les divers types de biomasses de différentes manières mais une méthode simple est de définir quatre types principaux, à savoir (Kherbouche, 2011; Singh, 2015):

- plantes de type « bois »
- plantes herbacées
- plantes aquatiques
- engrais ou fumiers

Partant de la composition chimique de la biomasse, on distingue deux grandes catégories de biomasses énergétiques (Onesias, 2009 ; Couhert, 2007):

- Les biomasses humides peu lignifiées, constituée des divers déchets de bois et résidus agricoles (déchets ligneux) également appelée « bois-énergie », qui ont généralement un contenu énergétique faible, donc ne peuvent pas être directement utilisées comme combustible. Elles peuvent être utilisées grâce aux procédés biochimiques qui permettent de les transformer en biogaz capable d'être valorisé énergétiquement.

- Les biomasses sèches qui sont constituée des déchets d'origine agricole (fumiers, lisiers...), agroalimentaire ou urbaine (déchets verts, boues d'épuration, fraction fermentescible des ordures ménagères...). Elles sont constituées principalement de composés ligno-cellulosiques et qui ont un taux d'humidité inférieur à 20%. C'est la catégorie la plus adaptée à une valorisation thermochimique. Elles pouvant être transformées en énergie ou en engrais/amendement

5.2.3. Propriétés de la biomasse

Les propriétés de la biomasse déterminent le choix du processus de conversion. Le choix de la source de biomasse est également dépendant de la forme de l'énergie demandée. Les principales propriétés intéressantes sont (Kherbouche, 2011):

- Teneur en humidité (intrinsèque et extrinsèque)
- Propriétés thermiques
- Pouvoir calorifique
- Composition
- Proportions de carbone et de matières volatiles
- Teneur en cendres ou en résidus
- Teneur en métaux alcalins
- Rapport cellulose/lignine

5.2.4. Biomasse : source d'énergie (bioénergie)

La biomasse assure actuellement environ 12 % des besoins en énergie primaire de la planète. Selon les hypothèses et scénarios pris en compte, elle pourrait assurer de 15 à 35 % des besoins énergétiques mondiaux à l'horizon 2030 – 2050 (Couhert, 2007). La production d'énergie à partir de biomasse est possible par la combustion directe, par des procédés thermochimiques ou par des procédés biologiques tels que la fermentation éthanolique et les dégradations anaérobies produisant du biogaz ou du biohydrogène (Ghizzi, 2011). Les différentes manières d'utiliser la bioénergie sont (RMT, 2012):

- Production d'électricité et de chaleur à l'aide de centrales électriques exploitant la biomasse (utilisant surtout le bois comme matière première), les centrales de chauffage à la biomasse (bois, tourbe ; elles peuvent également être décentralisées) ; les centrales au biogaz (le biogaz étant produit par fermentation).

- Carburants sous forme de :

- 1ère génération : bioéthanol (fermentation du sucre), huiles végétales (colza, soya), biodiesel (transestérification d'huiles végétales), biométhane (provenant de biogaz) ;
- 2ème génération : les carburants de la filière BTL (biomass to liquid – de la biomasse vers les liquides) et le bioéthanol dérivé de la cellulose ;
- 3ème génération : les carburants obtenus à partir d'algues.

Selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la biomasse est l'énergie renouvelable qui progressera le plus à l'horizon 2030. Elle pourrait même fournir 30 % de l'énergie consommée dans le monde d'ici à 2050, contre 10 % aujourd'hui (AIE, 2011).

5.2.5. Différentes filières de conversion énergétique de la biomasse

La biomasse est considérée comme une source d'énergie renouvelable. Toutefois son exploitation doit être réalisée avec rationalité et bonne adéquation pour ne pas porter atteinte à l'environnement. Cependant, la biomasse connaît aujourd'hui un renouveau. La lutte contre le réchauffement climatique a en effet permis de redécouvrir les bienfaits de cette ressource. De plus, son bilan carbone est théoriquement favorable vis-à-vis de l'effet de serre, puisque le gaz carbonique émis dans l'atmosphère n'est autre que celui absorbé auparavant par la plante

lors de sa croissance (Total, 2011). Autre intérêt : sa diffusion pourrait permettre de réduire les problèmes de dépendance énergétique.

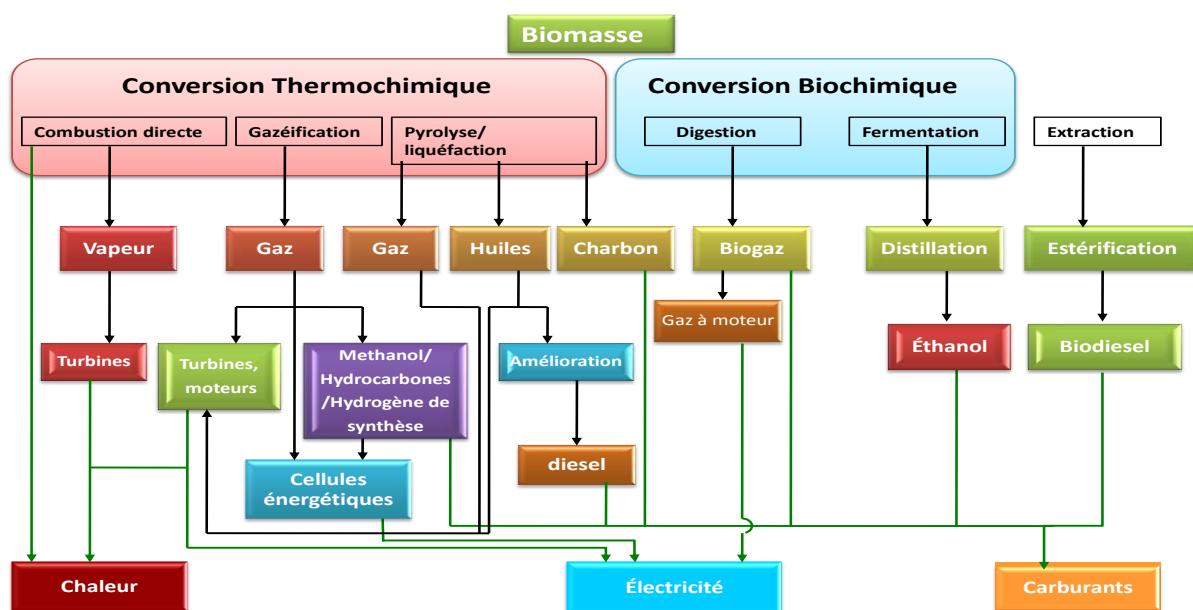


Figure 5.1. Options de conversion de production énergétique à partir de biomasse (Adapté de Morency, 2011)

Deux familles de procédés de conversion de la biomasse énergie sont couramment distinguées (Yılmaz et al., 2013): d'une part les voies thermochimiques, dites également sèches, qui vont transformer la biomasse sous l'action de la chaleur, et d'autre part les voies biochimiques, dites également humides, qui vont faire appel à des processus de conversion biologiques (Benoist, 2009).

5.2.5.1. Valorisation thermochimique de la biomasse

a. Combustion directe

La combustion est le moyen le plus simple pour la récupération de l'énergie contenue dans la biomasse. Elle libère directement la chaleur contenue dans la biomasse, tandis que les autres voies de valorisation fonctionnent suivant le principe de convertir la biomasse en un vecteur énergétique plus facilement stockable ou transportable et dont la transformation finale en énergie utile est effectuée à un autre moment et à un autre endroit. La matière première est brûlée pour produire de la chaleur et éventuellement de l'électricité via une turbine à vapeur.

b. Pyrolyse

La pyrolyse constitue la première étape de tout traitement thermique de la biomasse. La pyrolyse est une transformation en l'absence de produits oxydants. Sous l'action de la chaleur, elle décompose la biomasse en trois phases principales dont l'importance relative varie suivant les conditions opératoires (Couhert, 2007):

- une fraction gazeuse non condensable ;
- une fraction gazeuse condensable, elle-même séparée en 2 phases : une phase aqueuse et une phase organique, les goudrons ;
- un résidu solide : le char, composé majoritairement de carbone.

A l'inverse de la combustion, la pyrolyse est une dégradation thermique de la biomasse en absence d'oxygène, de sorte que celle-ci ne subit pas d'oxydation (Benoist, 2009).

c. Gazéification

La gazéification est une transformation thermochimique d'un solide combustible (charbon, bois, paille, ...) en présence d'un composé gazeux (O_2 , air, CO_2 , vapeur d'eau...). Il s'agit de transformer la matière première en un gaz appelé gaz de synthèse ou syngaz. Ce gaz contient essentiellement de l'eau, du monoxyde de carbone (CO), de l'hydrogène (H_2), du dioxyde de carbone (CO_2) et du méthane (CH_4). Elle est précédée d'une première étape de pyrolyse qui produit par décomposition thermique un gaz formé d'un mélange de gaz condensables et incondensables et un char, sorte de charbon de bois résiduel. C'est une partie de ce char qui est ensuite transformée en gaz de synthèse par gazéification. La réaction de pyrolyse étant endothermique, il faut apporter de la chaleur au procédé. Il existe différentes technologies de gazéification : lit fixe, fluidisé et entraîné (GRDF, 2013).

5.2.5.2. Valorisation biochimiques de la biomasse

a. Fermentation

La fermentation est une réaction biochimique qui consiste à libérer de l'énergie à partir d'un substrat organique sous l'action d'enzymes microbiennes et à rejeter des produits. Cette réaction ne fait pas intervenir d'oxygène, elle se déroule donc en absence d'air (anaérobiose). Elle se distingue de la respiration qui nécessite de l'oxygène et se réalise en présence d'air (aérobiose) notamment par son faible rendement énergétique et la diversité des produits synthétisés.

b. Digestion

La digestion anaérobie ou encore méthanisation est la transformation de la biomasse en biogaz (méthane et dioxyde de carbone) par une communauté microbienne naturelle complexe présente dans les matières organiques. La méthanisation produit 4 à 5 fois plus d'énergie qu'elle n'en consomme (Couhert, 2007).

Conséquemment, la biomasse peut être utilisée à diverses fins (Morency, 2011) telles :

- la production de chaleur (chauffage d'installations, procédés industriels, etc.) ;
- la production d'électricité ;
- la production simultanée de chaleur et d'électricité (cogénération), et ;
- à titre de carburant dans le secteur des transports (éthanol cellulosique).

5.3. Données géographiques et climatiques de l'Algérie

5.3.1. Situation géographique

L'Algérie se situe au nord de l'Afrique. Elle est bordée au nord par la mer Méditerranée, à l'est par la Tunisie et la Libye, au sud-est par le Niger, au sud-ouest par le Mali et la Mauritanie, à l'ouest par le Maroc et le Sahara occidental. Sa superficie est de 2,381,741 km². L'Algérie est le plus grand pays du pourtour méditerranéen, le premier au niveau africain et du monde arabe.

5.3.2. Relief

L'Algérie est le premier pays d'Afrique par sa superficie. En fonction de la géologie et de la topographie, le pays est constitué d'une multitude de reliefs. Les trois grandes unités structurales composant l'Algérie (MATE, 2001) sont:

- **Tell** : L'Atlas Tellien et la zone littorale occupent seulement 4% de la surface du territoire avec une prédominance montagneuse et une succession de plaines fertiles ; cette zone est bordée au Nord sur 1200 km par la mer Méditerranée. L'Atlas tellien est constitué de deux chaînes qui encadrent des bassins ou sillons intérieurs
- **Hauts Plateaux** : Les Hauts Plateaux et la Steppe représentent 9% de la superficie du territoire et sont encadrés essentiellement par les deux Atlas. Ils ont une altitude

moyenne de 900 m et s'étendent sur plus de 1200 Km avec une pénétration Nord-Sud comprise entre 80 et 200 km.

- **Sahara** : Le Sahara couvre près de 87% de la surface du territoire. On distingue des ergs sableux : le grand erg occidental et l'erg oriental, des plateaux bas caillouteux et dans la partie Sud le massif du Hoggar.

5.3.3. Hydrologie

L'Algérie possède un des niveaux de ressources en eau renouvelable par habitant les plus faibles du continent africain et son potentiel hydrique a été réévalué à la baisse de 11% passant de 19 à 17.2 Md m³ suite à un déficit pluviométrique de 30% depuis 3 décennies (DG Trésor, 2014b). Il existe quelques cours d'eau côtiers ou au centre ou à l'est comme la Soummam, Medjerda, Rhummel, Sebaou, Aïn El Hammam, Hamiz, Macta, Mazafran, etc. Cependant le Chéouli ou Chéouli reste le plus long fleuve d'Algérie et sa longueur est de 725 km. Ce fleuve est situé au nord-ouest de l'Algérie, il prend sa source dans l'Atlas tellien et se jette dans la Méditerranée. Il débite, dans les périodes de crues, 1 500 m³/s.

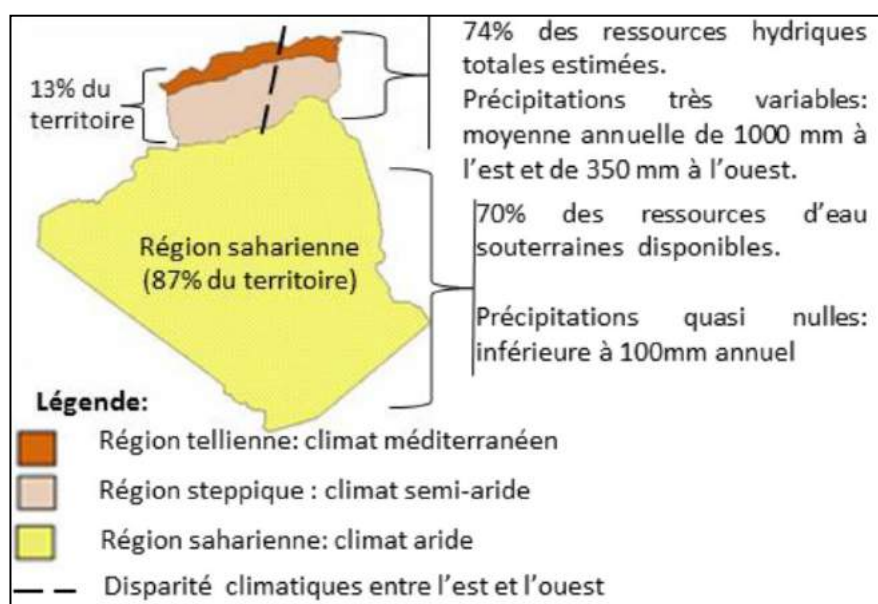


Figure 5.2. Contraintes climatiques et géographiques (DG Trésor, 2014b)

Au sud de la région du Tell, les cours d'eau ne sont pas permanents. Il existe de nombreux lacs dans les régions désertiques, mais ce sont des lacs temporaires et salés pour la majorité comme Chott ech Chergui et Chott el Hodna. Les cours d'eau du Tell se déversent dans la Méditerranée. Mais, ceux qui descendent vers l'Atlas saharien font partie de la plus

grande réserve d'eau au monde (Figure 5.2). Ils forment une nappe phréatique dite la nappe de l'Albien. Cette nappe est la plus grande réserve au monde d'eau douce, elle est enfouie sous le sable du désert algérien et elle a une superficie de 900,000 km². Elle longe presque tout le Sahara algérien ce qui rend facile l'accès à l'eau pour les cinq pays voisins de l'Algérie d'ici quelques années. Adrar a de grandes réserves hydriques constituées de la nappe du continental intercalaire.

5.3.4. Climat

Au Nord, le climat est typiquement méditerranéen. Tandis qu'un climat désertique règne sur le Sud. Durant l'été, le mois le plus chaud, à Alger, est août. Au Sud, le climat est sec. Le Sahara est une région très ventée et aride. Le caractère aride et semi-aride du pays s'explique en grande partie par le climat à travers la circulation générale atmosphérique, les grands ensembles géographiques du pays et la latitude (MATE, 2001). L'aridité du climat est accentuée par des vents de sable parfois très violents (MATE, 2006).

5.3.4.1. Températures

Du fait de l'existence de climats différents du Nord au Sud. Les températures moyennes (25°C en août et 12°C en janvier à Alger) varient en fonction de l'altitude. En été, le sirocco, un vent extrêmement chaud et sec, souffle du Sahara. L'amplitude thermique y est très importante (de 49°C le jour à moins de 10°C la nuit) (MATE, 2006).

5.3.4.2. Précipitations

Les étés sont chauds et secs, les hivers doux et humides (400 mm à 1000 mm de pluie par an). Sur les Hauts Plateaux et dans l'Atlas saharien, les précipitations sont peu abondantes (200 mm à 400 mm par an). Dans le Sahara, elles sont inférieures à 130 mm par an (MATE, 2006). De novembre à décembre, les pluies sont importantes et l'Atlas Tellien est plus arrosé que le Littoral et les Hauts plateaux. Au mois de janvier, la quantité des pluies mensuelles est de 3.7mm à Ain Salah, 33.4 mm à Djelfa, 80.0 mm à Alger et 120,5 mm à Miliana. En été, les pluies sont rares et se produisent plus sur le littoral que partout ailleurs. En Automne, le régime des pluies est quasiment le même sur l'Atlas Tellien et les Hauts Plateaux. La quantité annuelle des pluies est de 15.8 mm à Ain Salah, de 347.4 mm à Djelfa, 686.6 mm à Alger et 827.3 mm à Miliana (MATE, 2001).

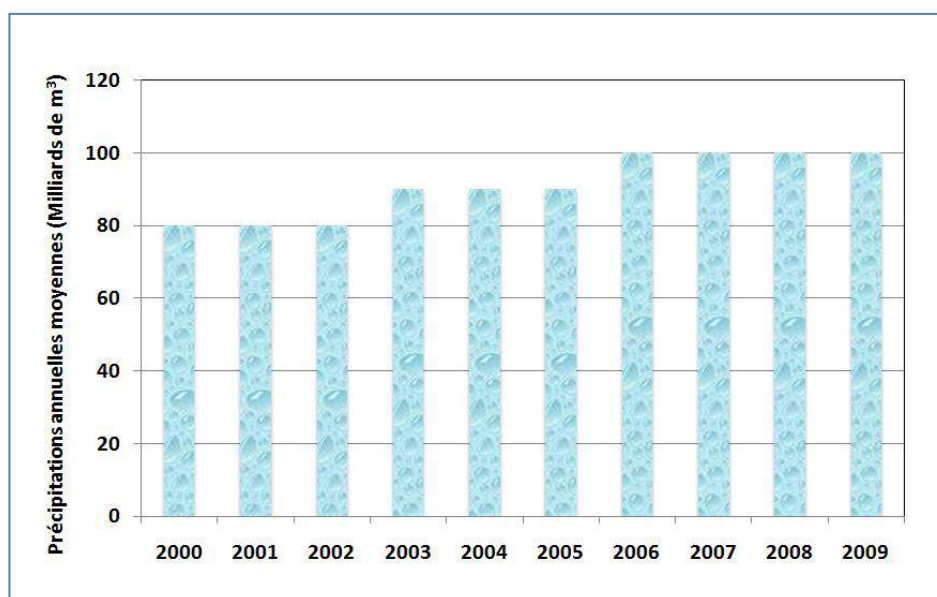


Figure 5.3. Evolution des précipitations annuelles moyennes (ONS, 2013)

Durant la période 2000-2009, les faits observés ont enregistré la même tendance à la hausse et ont évolué progressivement. Les précipitations annuelles moyennes de cette décennie sont évaluées à 91,000 millions de m³ dont 87.6% évaporées naturellement (ONS, 2013).

5.4.2. Plan National de Reboisement

Le Plan National de Reboisement (PNR) est une stratégie à long terme visant la plantation de 1,245,900 ha pour augmenter le taux de boisement de 11% à 13% à l'horizon 2020. Il vise notamment, l'extension du couvert forestier, la poursuite et la consolidation du barrage vert et l'aménagement de 52 bassins versants sur une superficie de 7.5 millions d'ha. Dans le cadre de la protection du potentiel forestier, certaines actions ont été entreprises pour protéger les forêts, telles que (MATE, 2010):

- la création de parcs nationaux et de réserves naturelles;
- la reconstitution des forêts brûlées ou dégradées;
- la réhabilitation des essences stratégiques (cèdre, chêne liège);
- la protection et la lutte contre les chenilles processionnaires;
- un programme d'information et de sensibilisation sur la préservation des forêts ;
- l'adaptation des systèmes de production agricole par la reconversion ;
- l'adaptation du calendrier agricole traditionnel ;
- le développement de nouvelles pratiques agricoles.

5.4. Potentiel de la Biomasse en Algérie

Dans ce contexte, plusieurs exemples de matières valorisables en Algérie, dont les dattes déclassées qui peuvent servir à la production de bioéthanol après extraction et fermentation de leur jus, les résidus agricoles et forestiers (pailles, grignons d'olives, taillis), les rejets de l'industrie agroalimentaire (laiteries, conserveries), les micro-algues (laitues de mer) ont été mis en exergue (CDER, 2010). Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Mtep. Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3.7 Mtep. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

5.5. Déchets

5.5.1. Définition

La loi n° 01-19 du 12-12-2001 définit le déchet comme tout résidu d'un processus de production, de transformation ou d'utilisation, et plus généralement toute substance, ou produit et tout bien meuble dont le propriétaire ou le détenteur se défait, projette de se défaire, ou dont il a l'obligation de se défaire ou de l'éliminer.

Pour l'Union européenne, la directive cadre du Conseil Européen du 15-07-1975 considère le déchet comme toute substance ou tout objet dont le détenteur se défait ou à l'obligation de se défaire en vertu des dispositions nationales en vigueur (Campan, 2007).

5.5.2. Classification

En matière de classification et définitions des différentes catégories des déchets, la loi n° 01-19 du 12-12-2001 répartit les déchets en trois catégories :

1. Les déchets ménagers et assimilés ;
2. Les déchets spéciaux y compris les déchets spéciaux dangereux ;
3. Les déchets encombrants.

Tous les déchets ne représentent pas les mêmes enjeux. Certains, produits en grande quantité comme certains déchets agricoles ne font pas l'objet de traitement particulier ou même de transport. D'autres, au contraire doivent être transformés afin de limiter leurs effets néfastes sur l'environnement (ADEME, 2012 ; RECORD, 2014).

5.5.3. Déchets municipaux

5.5.3.1. Définitions

Selon la loi n° 01-19 du 12-12-2001, les déchets « ménagers et assimilés » ou « déchets municipaux » sont tous les déchets issus des ménages (déchets de consommation), ainsi que les déchets similaires provenant des activités industrielles, commerciales, artisanales et autres qui par leur nature et leur composition, sont assimilables aux déchets ménagers.

5.5.3.2. Composition des déchets solides municipaux (DSM)

La connaissance de la composition des déchets est essentielle afin d'apprécier les possibilités de valorisation comme le compostage ou la méthanisation, la récupération de métaux ou d'autres matériaux recyclables (papier, carton, verre, plastique) et de prévoir ainsi la capacité des installations (Koledzi, 2011).

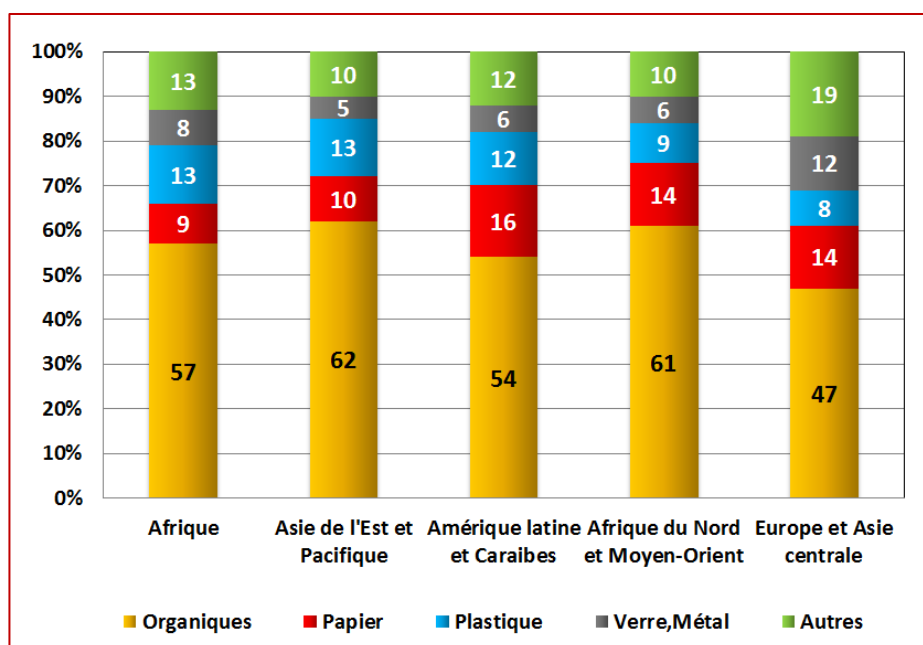


Figure 5.4. Composition des DSM par région, 2012 (Banque mondiale, 2012).

La fraction organique des déchets est surtout dominante dans les pays en développement, dépassant 55 % contre 35 % dans les pays industrialisés. A l'inverse, la part de papiers, de verres et de matières plastiques s'accroît dans les pays industrialisés, reflétant ainsi les nouveaux modes de consommation de la population. La part des verres est faible dans les PED (entre 5 à 8 %) tout comme la proportion des métaux potentiellement polluants. En effet, les fractions organiques sont valorisées au sein même des ménages comme

alimentation pour les animaux. L'utilisation des déchets comme ressources – à travers la production d'énergie, le recyclage et le réemploi – pourrait être une solution pour limiter l'impact de l'homme sur la planète.

5.5.3.3. Traitement et valorisation des déchets solides municipaux

La valorisation des déchets leur offre une deuxième vie. Pour assurer une gestion durable de ces déchets, il faudra réduire leur volume à la source, améliorer leur tri, renforcer leur recyclage et leur valorisation et promouvoir des décharges mieux encadrées.

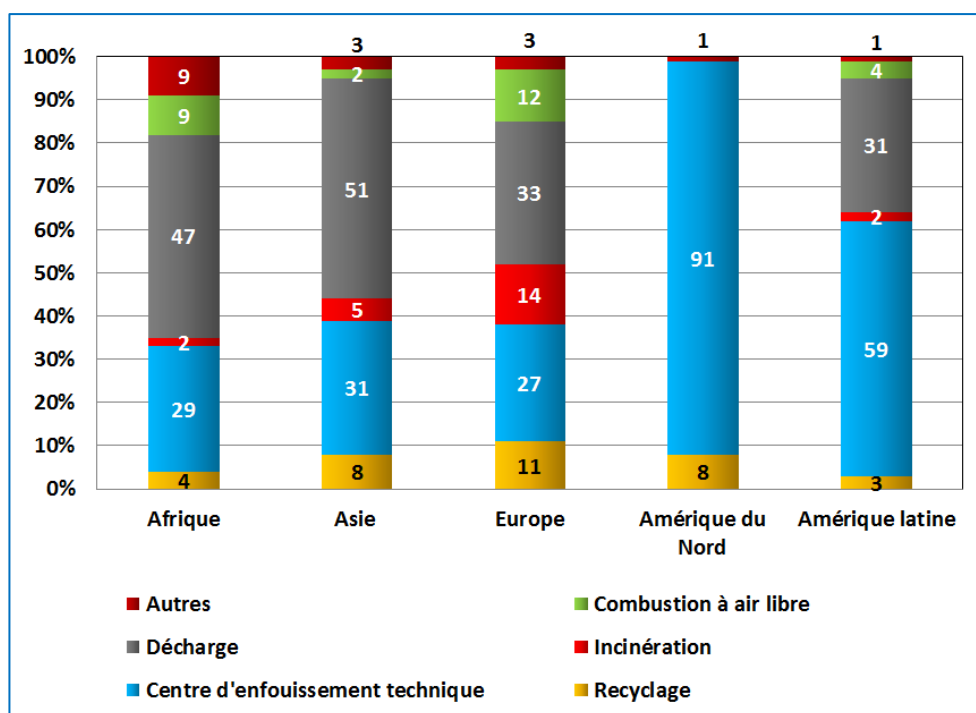


Figure 5.5. Répartition des déchets (DSM) par traitement en 2012 (Banque mondiale, 2012).

En Amérique du nord, 91% des déchets sont traités dans des centres d'enfouissement technique et 8% sont recyclés. Par contre en Afrique, 29% des déchets sont enfouis et 47% sont mis en décharge. Le traitement par incinération n'est pas adopté en Amérique du nord et seulement 2% des déchets sont incinérés en Afrique et en Amérique latine. En Europe, 14% des déchets sont traités par incinération, 27% par enfouissement technique et 33% sont mis en décharge.

a. Recyclage

Le plus souvent les déchets sont mélangés. Dans ce cas, l'opération de recyclage demande d'abord un tri qui peut s'opérer soit à la source, c'est à dire par l'habitant lui-même

ou l'entreprise, soit sur site, c'est à dire dans un centre de tri ou chez l'industriel qui emploie le produit recyclé (Prévot, 2000).

D'une part, le recyclage des déchets permet de réduire les déchets éliminés et d'éviter l'utilisation de matières premières et les émissions de gaz à effet de serre associées à leur extraction et à leur acheminement vers le site de production. Et d'autre part, pour certains matériaux, cela permet un processus de fabrication moins énergivore. C'est notamment le cas de l'aluminium : le procédé de fabrication nécessite 20 fois moins d'énergie dans le cas d'aluminium recyclé (FNADE, 2008).

b. Mise en décharge

Les deux principaux produits sortants du processus de mise en décharge est le gaz des décharges et le lixiviat. Les principales composantes du gaz des décharges, dont le méthane et le dioxyde de carbone, constituent de potentiels gaz à effet de serre responsables de plus de 18% du réchauffement global imputables aux émissions anthropogéniques (Lacour, 2012). Les décharges génèrent du méthane, un gaz à effet de serre, lorsque les déchets se dégradent. On prend donc en compte la non-émission de ce méthane. L'évitement du rejet de méthane et sa substitution par un rejet de CO₂ est d'un grand intérêt pour la sauvegarde du climat puisque les propriétés du méthane en font un gaz à effet de serre bien plus redoutable que le CO₂ : à masse égale l'impact du méthane est 21 fois plus élevé que celui du CO₂ sur le réchauffement climatique.

c. Incinération

L'incinération des déchets évite le recours à des décharges. L'incinération est appliquée à des ordures ayant un pouvoir calorifique élevé et on pourra toutefois diminuer le prix de revient à la tonne traité en récupérant la chaleur à des fins domestiques (chauffage et production d'électricité) par exemple. L'incinération des déchets a pour but de réduire 85 à 95% du volume des déchets (Tchobanoglous et al., 1993; Lacour, 2012). Elle se produit à une température de fonctionnement comprise en 800 et 1000°C en milieu oxydant (RECORD, 2012).

La chaleur dégagée lors de la combustion alimente une chaudière produisant de la vapeur d'eau qui va à son tour alimenter un réseau de chauffage et/ou un système de production d'électricité (Bourguignon, 2015). Une tonne d'ordures ménagères de PCI 2000

kcalories fournit ainsi 1700 kWh de chaleur utilisable, ou 400 ou 500 kWh électriques, ou encore, en cogénération, 100 à 200 kWh électriques et 1000 à 1500 kWh thermiques (Prévot, 2000). A l'échelle de l'UE, 23% des déchets sont incinérés avec valorisation énergétique et 3% sont incinérés sans valorisation énergétique. La valorisation énergétique des déchets municipaux dans l'UE représente respectivement 1.3% et 8.9% de la consommation finale d'électricité et de chaleur produite en centrale (Bourguignon, 2015).

Les unités de grande taille les plus récentes ou celles qui traitent des ordures ménagères au fort pouvoir calorifique peuvent atteindre le ratio de 600 ou même 700 kWh électrique par tonne d'ordures ménagères (Prévot, 2000). L'Allemagne et la Suède étaient en 2012 les premiers importateurs nets de déchets pour incinération, tandis que le Royaume-Uni était le principal exportateur net (Bourguignon, 2015). La réputation de l'incinération a considérablement été dégradée par la découverte des effets de la dioxine émise par certaines stations vétustes (Prévot, 2000).

d. Compostage

Le compostage permet de valoriser la fraction fermentescible des déchets ménagers et le retour au sol d'une matière organique stabilisée. Cette technique biologique constitue une voie de valorisation matière qui limite le recours au stockage et à l'incinération. Les procédés de compostage, dans leur diversité, ont comme finalité la production d'un compost de qualité même à partir de déchets ménagers hétérogènes (Koledzi, 2011).

e. Méthanisation

La méthanisation est un processus biologique qui transforme la matière organique par digestion anaérobie en biogaz (mélange essentiellement composé de méthane, CH_4 , et de dioxyde de carbone CO_2) et en digestat (RMT, 2012). Les étapes intermédiaires de la méthanisation sont: l'hydrolyse et acidogenèse ; l'acétogenèse et la méthanogenèse.

Le biogaz contient environ 50 à 70 % de méthane, fraction la plus riche en énergie. Le déchet initial débarrassé de la fraction organique est appelé digestat, fraction solide. Un post traitement de ce dernier permet d'obtenir in fine un matériau similaire au compost, le méthanisât (Topanou, 2012). Cette matière a une valeur fertilisante et amendante et peut donc être intégrée dans les cycles de production agricole. Elle peut ainsi se substituer aux engrais minéraux chimiques. Le biogaz produit est collecté et acheminé dans les installations de

valorisation où il est soit converti en électricité et en chaleur par cogénération, soit transformé en biométhane après épuration soit directement brûlé en chaudière.

Aujourd'hui, la méthanisation (ou digestion anaérobie) est une solution alternative séduisante : il s'agit en effet, dans des conditions technologiques maîtrisées, de produire une énergie renouvelable à partir de matière organique pour la plupart résiduelle, et donc de réduire dans le même temps les flux de polluants. C'est également le principal phénomène responsable de la dégradation de la matière organique dans les installations de stockage des déchets (Record, 2009). En 2011, l'Allemagne est le premier producteur européen de biogaz avec une production de 58.9 TWh/an d'énergie primaire, suivi de Royaume-Uni 20.5 TWh/an, l'Italie 12.7 TWh/an et la France 4.1 TWh/an (Club biogaz-ATEE, 2014).

5.6. Biogaz comme vecteur énergétique

Le biogaz, qui est une énergie renouvelable, est l'un des nouveaux acteurs de l'énergie. Il se forme lors de la fermentation maîtrisée de déchets. C'est un gaz composé essentiellement de méthane et de CO₂, qui est à apparenter au gaz naturel fossile. La composition du biogaz va varier en fonction des sources de production, les molécules majoritaires seront le méthane (50 à 75%) et le dioxyde de carbone (25 à 50%) et de quelques gaz traces (NH₃, N₂, H₂S) (APESA, 2007; Singh et al., 2014). Il a un Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) de 5 à 7 kWh/Nm³ (ADEME, 2014).

Tableau 5.1 : Composition du biogaz (ONA, 2014)

Nature du gaz	Proportion (%)
Méthane (CH ₄)	50-80
Dioxyde de carbone (CO ₂)	20-50
Hydrogène sulfuré(H ₂ S)	0-0.5

A titre indicatif 1 m³ de méthane est équivalent à 1 litre d'essence en matière énergétique. Le méthane émet moins de CO₂ que l'essence ou le pétrole car il possède le rapport H/C le plus élevé (Dupont, 2010). Un biogaz de bonne qualité à une capacité calorifique importante due à la présence d'un pourcentage élevé en méthane. La température de flamme de combustion du biogaz peut varier entre 800 et 1100°C selon la concentration en

méthane dans le biogaz. Un biogaz contenant 50% de méthane a une température de flamme de 870°C (Dupont, 2010).

Le biogaz peut être valorisé sous trois formes: la chaleur, l'électricité dans des installations de cogénération ou biocarburant. Il peut être élaboré en une qualité de gaz naturel pouvant alimenter le réseau gazier. Durant les années 80 quelques 6 million de digesteurs furent installés à travers la Chine (dans les milieux ruraux) (Dupont, 2010). Le biogaz a donc naturellement sa place dans la transition énergétique et environnementale à l'œuvre. Plusieurs scénarios prévoient d'ailleurs une place croissante pour le biogaz dans le mix énergétique à l'horizon 2050 et le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA) témoigne de la confiance des pouvoirs publics dans cette énergie (Club biogaz-ATEE, 2014).

5.6.1. Production de chaleur

Le biogaz permet la production d'énergie thermique. Cette chaleur peut être utilisée afin de chauffer les logements et les collectivités. Il s'agit du mode de valorisation dont la mise en œuvre est la plus simple, notamment car elle implique une épuration peu contraignante dont l'objectif est d'éliminer les composés responsables des phénomènes de corrosion. Le procédé est simple et n'exige pas un grand investissement (Meres, 2009).

5.6.2. Production d'électricité

Le biogaz est également une source d'électricité. La production d'électricité peut être réalisée à partir d'une chaudière associée à une turbine à vapeur, à l'aide d'un moteur à combustion interne ou d'une turbine à combustion. En fonction du procédé utilisé, les conditions d'épuration sont variables, de peu contraignantes à exigeantes. Il peut être nécessaire d'enrichir le biogaz, c'est-à-dire, d'augmenter la part de méthane dans ce biogaz afin d'obtenir un rendement de production énergétique satisfaisant. La production d'énergie électrique peut être associée à un système de récupération de la chaleur pour la production d'énergie thermique. Il s'agit d'un procédé de cogénération qui offre l'avantage d'atteindre un rendement énergétique global élevé. Cette voie nécessite des investissements plus lourds (Meres, 2009).

5.6.3. Production de biocarburant

La production du biométhane carburant à partir de biogaz est également une solution de valorisation du biogaz. Dans le contexte actuel où les énergies fossiles s'épuisent, il peut

constituer une ressource prometteuse. Afin d'être utilisé comme carburant, il doit subir un traitement très exigeant en vue de répondre à des prescriptions techniques garantissant l'intégrité des véhicules et de leur bon fonctionnement. Les investissements à réaliser sont onéreux liés à la nécessité d'une purification plus poussée, mais peuvent être rapidement (~10 ans) amortis pour les grandes agglomérations (Meres, 2009). Le coût prévisionnel de production du méthane carburant (en y incluant tous les coûts et les frais) est estimé à 0.4 Euros/m³ (Wauthélet, 1996).

5.6.4. Injection dans le réseau de gaz naturel

La production de biométhane injectable dans le réseau est d'ores et déjà une réalité technique et économique avec la filière de méthanisation constituée d'une étape de digestion anaérobie de déchets organiques (déchets municipaux, boues de STEP, déchets agricoles,...) permettant la production d'un biogaz suivie d'une étape d'épuration du biométhane afin d'atteindre les spécifications énergétiques du gaz naturel et d'être injecté dans le réseau.

Cette valorisation est envisagée en France afin d'alimenter les gazinières et chaudières domestiques. Elle nécessiterait une épuration très exigeante à la fois pour garantir la qualité du gaz et l'intégrité du réseau de distribution, mais surtout pour respecter la sécurité des opérateurs et la santé des futurs utilisateurs. Dans plusieurs pays d'Europe tels que la Suède, la Suisse et l'Allemagne, l'injection de biogaz dans le réseau est autorisée et encadrée par la réglementation.

5.7. Emission des gaz à effet de serre

Les émissions du secteur des déchets comprennent la gestion des déchets ménagers et assimilés en centre collectif, le traitement des déchets industriels spéciaux et des activités de soins mais aussi le traitement des eaux usées domestiques et industrielles, ainsi que le brûlage des films plastiques et déchets agricoles (FNADE, 2008).

Les matières organiques en fermentation dans des conditions anaérobies (sans oxygène) émettent naturellement du méthane, dont l'effet de serre est 20 à 25 fois plus important que celui du CO₂ émis lors de la combustion de méthane. De plus, ce CO₂ fait partie du cycle de vie naturel de la biomasse et n'est pas d'origine fossile. En permettant de capter le méthane pour produire de l'énergie, la méthanisation permet de contrôler les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (Club biogaz-ATEE, 2011).

En Algérie, les déchets solides ne sont pas traités ni incinérés et les eaux usées sont, en grande partie, déversées directement en mer ou dans les oueds. En 1994, la contribution du secteur des déchets aux émissions des gaz à effet de serre est évaluée à 4.815 millions de tonnes equ-CO_2 , ce qui représente 4.59% des émissions brutes. Les émissions dues au secteur des déchets se répartissent à raison de 91.37% pour le CH_4 et 8.63% pour le N_2O (MATE, 2001).

La contribution des déchets solides mis en décharge est la plus importante avec 85.34% des émissions dues aux déchets. Les déchets liquides interviennent pour 6.03%. Les émissions des gaz à effet de serre par le secteur des déchets sont composées du CH_4 provenant des sites de décharges de déchets solides et des installations de traitement des eaux usées ainsi que par les eaux usées domestiques (MATE, 2001).

L'utilisation de biométhane à la place du gaz naturel permet d'économiser du gaz naturel et remplace des émissions artificielles de CO_2 par des émissions naturelles (Club biogaz-ATEE, 2011).

5.8. Valorisation des déchets en Algérie

Le développement urbain rapide dans les pays en développement est devenu parmi les sérieux défis environnementaux dans la mesure où il est synonyme de production accrue de déchet urbain. Globalement, la politique de gestion des déchets est fondée sur trois types d'instruments : les instruments législatifs ou réglementaires, les instruments économiques (incitation, taxation) et les instruments de sensibilisation et formation.

5.8.1. Cadre réglementaire et Institutionnel

Sur le plan réglementaire, un important arsenal juridique a été mis en place afin de permettre à l'Algérie de se mettre en conformité avec les engagements internationaux auxquels l'Algérie a souscrit afin d'assurer la prise en charge des questions environnementales dans la perspective d'un développement durable. Ainsi, les grands principes de droit environnemental en Algérie sont consacrés dans deux textes de loi :

- La Loi n°01-19 du 12/12/2001 relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets, définit les principes de base qui conduisent à une gestion intégrée des déchets, de leur génération à leur élimination.

- La Loi n°03-10 de la 19/07/2003 relative à la protection de l'environnement et au développement durable, consacre les principes généraux d'une gestion écologique rationnelle.

Sur le plan institutionnel, un certain nombre d'instruments ont été mis en place ayant pour mission l'appui à la modernisation de la gestion des déchets :

- Le centre national de technologies plus propres (CNTPP) qui prône le développement des techniques de production plus propres et de réduction des déchets.
- L'observatoire national de l'environnement et du développement durable (ONEDD) qui encourage et institutionnalise la surveillance des installations et des sites ainsi que la caractérisation des déchets.
- Le centre national de formations à l'environnement : CNFE.
- L'agence nationale des déchets (AND) qui appuie la promotion et la vulgarisation de la gestion et de la valorisation des déchets.
- Les directions de Wilayas et les Inspections régionales de l'environnement
- Le Centre National du Développement des Ressources Biologiques (CNDREB)
- Le Commissariat au littoral.
- L'Autorité de régulation des risques biologiques.
- La Délégation aux risques majeurs.

5.8.2. Programme de gestion des déchets urbains solides (PROGDEM)

Le programme national pour la gestion intégrée des déchets ménagers (PROGDEM), a été mis en œuvre par le Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement en 2001, dont les objectifs sont entre autre, l'amélioration du cadre de vie du citoyen, la préservation de la salubrité publique et la protection de la santé, ainsi que l'élimination saine et écologiquement rationnelle des déchets par la valorisation des déchets recyclables. Les principales actions concernées par PROGDEM sont les suivantes :

- L'élaboration et la mise en œuvre des plans communaux de gestion des déchets ;
- L'aménagement de sites de mise en décharge contrôlée ;
- La promotion des activités de recyclage et de valorisation des déchets ;
- L'introduction de nouvelles formes de gestion ;
- L'adaptation graduelle de la taxe d'enlèvement des déchets ménagers et l'amélioration de son taux de recouvrement ;

- Sensibilisation, formation et éducation à travers la création de CNFE pour la formation des cadres d'état dans le domaine de l'environnement.

5.8.3. Traitement et valorisation des déchets en Algérie

L'importance du traitement des déchets est précisée dans la Loin°01-19 du 12 décembre 2001 relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets.

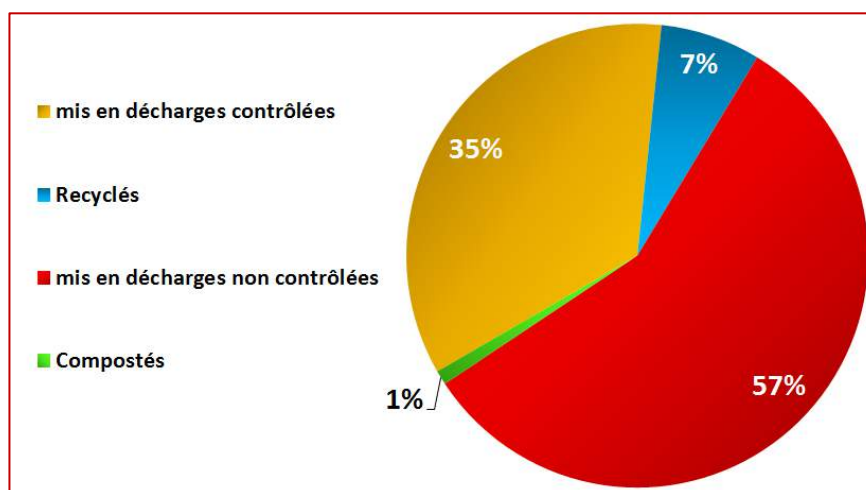


Figure 5.6. Mode d'élimination des déchets en Algérie.

En général, l'élimination reste la solution appliquée à 97% des déchets produits en Algérie (Djemaci, 2012). Les destinés à l'élimination sont mis en décharges publiques ou communales non contrôlées (57%), en décharges contrôlée et des CET (35%). Par contre les quantités destinées à être valorisées sont trop faibles, dont seulement 7% par recyclage, et 1% par compostage (Kehile, 2014).

5.8.3.1. Décharges

Elle est la pratique de traitement la plus ancienne et la plus utilisée dans le monde (Hafid et *al.*, 2002; Gachet 2005) et est adaptée pour tous les types de déchets. Elle représente une source d'énergie entièrement renouvelable. La décomposition des substances organiques forme un gaz possédant une grande proportion de méthane. Convenablement traité, il devient un carburant de haute qualité pour les moteurs à gaz et une source d'énergie entièrement renouvelable (CDER, 2013).

A l'instar des autres pays émergents, l'Algérie est passée de la décharge sauvage à la décharge contrôlée et au centre d'enfouissement technique, traduisant ainsi une réelle prise de

conscience pour la protection de l'environnement et la nécessité d'une gestion intégrée des déchets solides urbains (Kehila, 2014).

5.8.3.2. Centre d'enfouissement technique (CET)

L'enfouissement des déchets est une opération de stockage des déchets en sous-sol. Suite au lancement du PROGDEM, 65 CET ont été enregistré, durant la période allant de 2001 à 2005, 16 ont été achevés, 28 en cours de réalisation et 21 en phase d'études (Djemaci, 2012). A l'horizon 2014-2018, le nombre de CET de classe II et décharges contrôlées dépassera 300 ce qui contribuera ainsi à la gestion de plus de 75% des déchets ménagers et assimilés (Kehila, 2014).



Figure.5.7. Ex-décharge d'Oued Smar (Clarke, 2008)

Le projet de la réhabilitations de l'ex décharge d'Oued Smar, fermée officiellement depuis juin 2012, s'inscrit dans le cadre de la politique globale visant à assurer la fermeture des décharges sauvages et la mise en place de nouveaux centres d'enfouissement technique (CET). Cette décharge qui desservait une grande partie de la Wilaya d'Alger, recevait 2000 tonnes par jour de déchets de toutes natures : ménagers, commerciaux, hospitaliers, abattoirs, produits de nettoyage, ainsi que certains déchets industriels et constituait, de ce fait, une plaie pour la capitale en raison de son impact négatif sur le cadre de vie des algérois.

5.8.3.3. Recyclage

L'activité de la récupération est actuellement limitée aux seules sources facilement accessibles, à savoir les industriels, les fabricants d'emballage, les imprimeries, les grandes surfaces. La quantité des déchets récupérés a été estimée en 2005 à 670,000 tonnes, dont 57% constituée de papier, 19% de plastique, 15% de métaux, 8% de verre et 1% de divers (ONS, 2015).

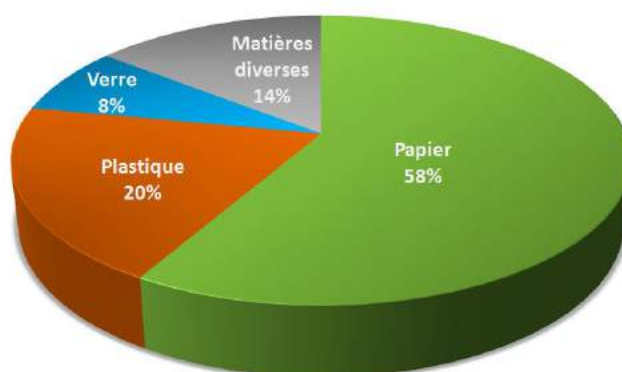


Figure 5.8. Répartition des déchets récupérés par catégorie (AND, 2014).

Le ministère de l'Aménagement du territoire et de l'environnement (MATE) vise, à travers son plan d'action, d'atteindre un taux de plus de 40% à partir de 2016, en termes de recyclage de matière, au lieu de 25 % pour l'année 2015. Cette nouvelle stratégie de gestion des déchets vise à développer une véritable "économie verte", indique la même source qui précise que l'année 2014 constitue une année charnière pour une gestion qualitative des déchets (CDER, 2014).

5.8.3.4. Compostage

Le compostage ne représente que 1% de l'ensemble des déchets produits en Algérie (Kehile, 2014). Les seules expériences sont celles des wilayas de Blida, Alger, Tlemcen et Tizi-Ouzou. La station de compostage de Blida, réservée aux DMA (Déchet ménagers assimilés) de cinq communes de la wilaya de Blida (300,000 habitants), utilise la technique de la fermentation en andains après prétraitement mécanique. Elle s'étale sur une superficie de 3.7 ha pour une capacité nominale de 100 tonnes par poste de travail de 8 heures et cela pour une production de 40 tonnes de compost par poste. Cette station assure une élimination des déchets grâce à un traitement biologique et produit deux types de produits : du compost

grossier et du compost fin. Le coût des déchets traités est estimé à 2 700 DA/tonne, et le coût à la tonne de compost produit est de 5,400 DA/tonne (Djemaci, 2012).

En Algérie, l'incinération est appliquée uniquement pour les déchets hospitaliers au sein des hôpitaux. Programmation de réalisation de 4 incinérateurs d'environ 1000t/J pour les plus grandes villes ; (Alger, Oran, Constantine et Annaba) (Kehila, 2014).

5.9. Production des déchets

Le territoire est réparti en trois (03) ensembles distincts; le Sahara représente 87% du territoire, les hauts plateaux 9% et le nord (ensemble Tellien), à peine 4%. Selon l'Office National des Statistiques (ONS), le nombre d'habitants pour l'année 2012 est estimé à 37.5 millions d'habitants avec un taux de croissance démographique d'environ 1.43%. Cette population est concentrée essentiellement dans le nord, qui représente environ 65% de la population globale. D'où un très fort taux d'urbanisation dans cette région et une densité d'occupation dépassant 300 h/km² (ONS, 2012).

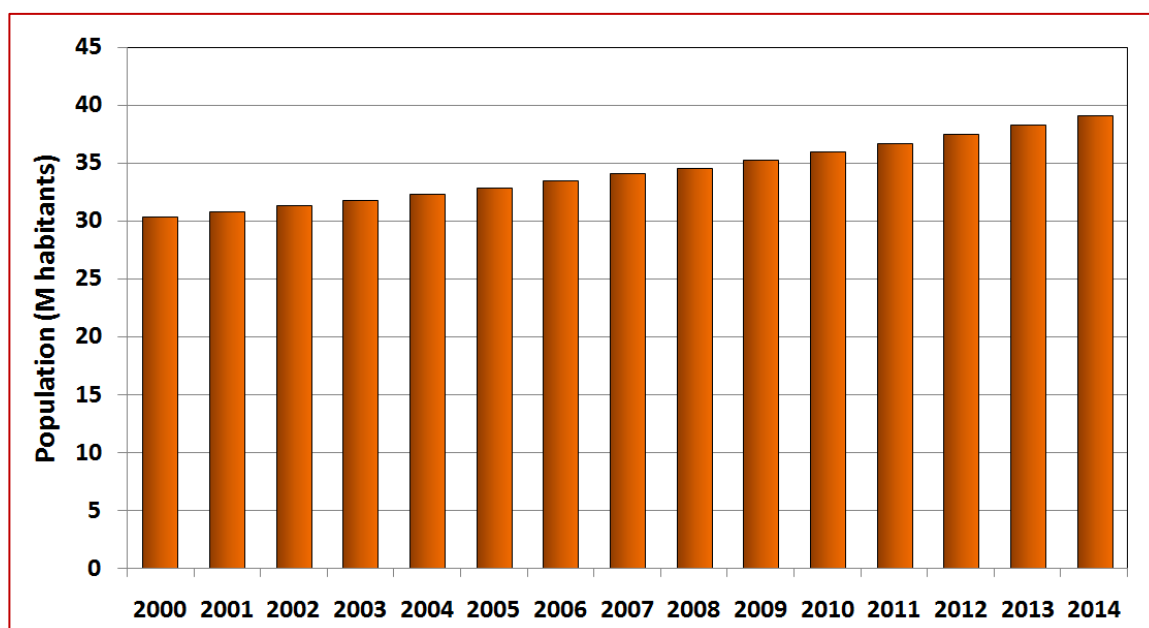


Figure 5.9. Evolution rétrospective de la population (ONS, 2014).

Entre 1980 et 2014, la population algérienne est passée de 18.6 à 39.11 millions d'habitants, entraînant en même temps, une augmentation des quantités de déchets. Il est à souligner que les villes du littoral algérien, plus dense en population génèrent des quantités de déchets nettement supérieures à celles des Hauts Plateaux et du Grand Sud. Quant à la capitale, elle a produit plus de 0.87 million de tonnes en 2008. Une dizaine de villes émettent

entre 200 et 300,000 tonnes de déchets solides municipaux (DSM) par an : c'est le cas notamment des principales villes comme Oran à l'Ouest, Constantine à l'Est et Tizi Ouzou au Centre. Une vingtaine de villes moyennes produisent entre 100 et 190,000 tonnes par an. Enfin, quelques villes produisent des quantités de DSM inférieures à 50,000 tonnes par an ; celles-ci sont généralement concentrées dans le Grand Sud (Sahara) et sont caractérisées par de faibles densités de population (Djemaci, 2012).

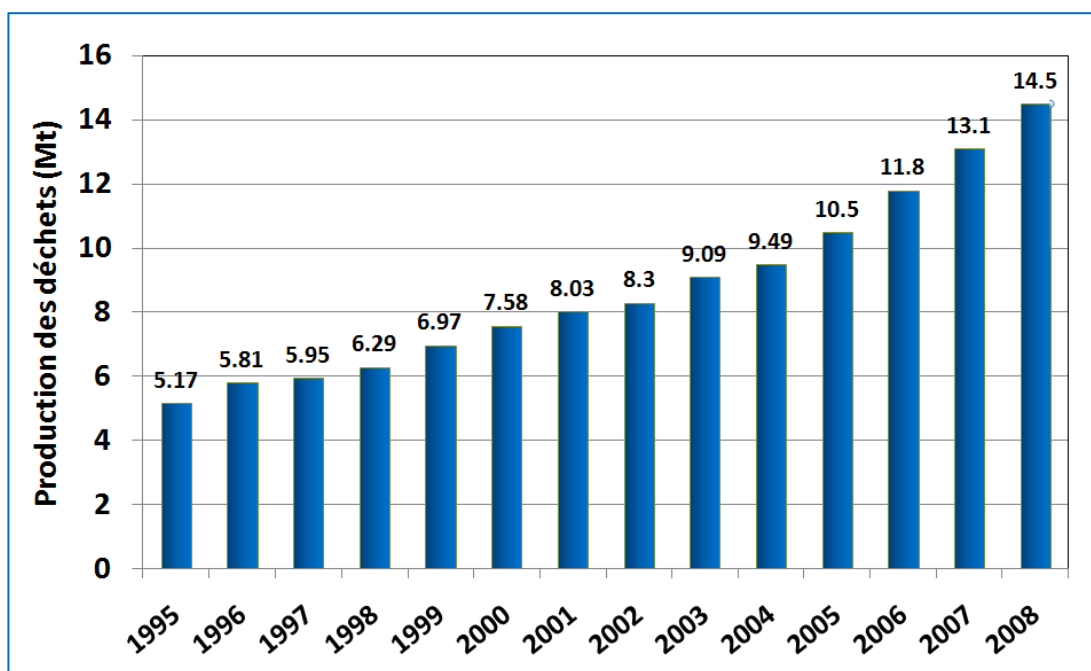


Figure 5.10. Evolution des déchets en Algérie entre 1995 et 2008.

La production des déchets dans les villes moyennes en Algérie était de 0.5 kg/hab/j en 1980 et atteignait 0.6 kg/hab/j en 2002 pour passer à 0.8 kg/hab/j en 2005, tandis que pour les grandes villes la production était de 0.76 kg/hab/j en 1980 et atteignait 1.2 kg/hab/j en 2005 (METAP, 2004). La quantité de déchets ménagers et assimilés (DMA) a connu une augmentation substantielle au cours des dernières décennies en raison d'une croissance démographique galopante conjuguée à une urbanisation non maîtrisée. Elle est estimée à environ 10.3 Mt en 2013. Cette production dépassera 12 Mt en 2020 et approchera les 17 Mt en 2030 (AND, 2010).

5.10. Composition des déchets

Le flux des déchets est un mélange hétérogène de produits et matériaux dont sa composition varie avec ses sources de génération, ainsi bien que la classification socio-

économique de la localité (Ebot Manga et al., 2007, Djemaci, 2012). Le graphique suivant fournit des données sur la composition des déchets solides produits en Algérie.

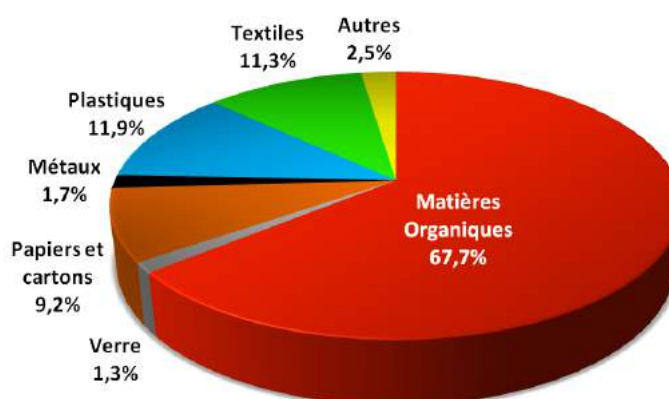


Figure.5.11. Composition des déchets en Algérie (2010)

Les principaux composants sont les résidus alimentaires (organiques) avec un taux moyen de 67.7 %, plastique 11.9 %, papiers et cartons 9.2 %, verre 1.3 %, métaux 1.7%, textiles 11.3% et autres 2.5% (AND, 2014).

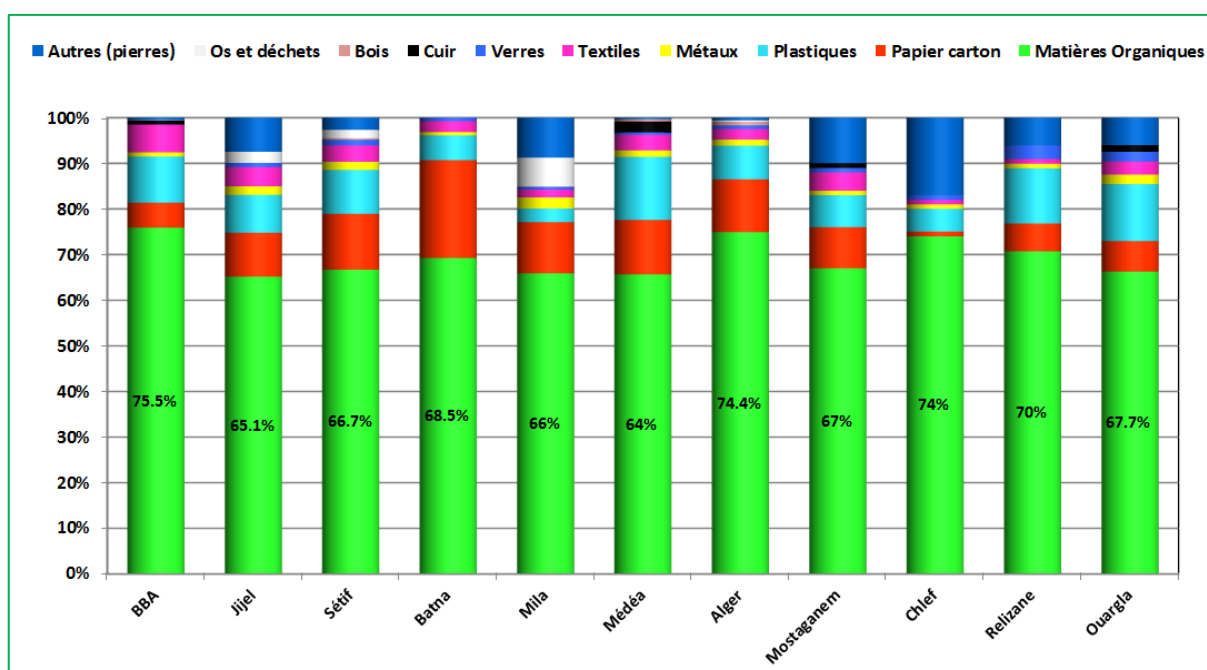


Figure 5.12. Composition des déchets pour différentes villes (ONS, 2011).

Concernant la capitale Alger, la composition des déchets pour l'année 2010 est sensiblement différente de celle enregistrée au niveau d'autres wilayas du pays avec 74.4% de matière organique, 7.3% de plastique, 11.5% de papier et carton, 2.3% de textile, 0.8% de verre, 1.3% métaux, 0.8% de bois, 0.3% divers déchets et 0.6% de déchets dangereux.

La matière organique constitue en effet un réservoir potentiel d'énergie. La valorisation des déchets évite la production d'électricité par d'autres moyens.

5.11. Gisement des déchets recyclables

Toutes les matières organiques sont susceptibles d'être ainsi décomposées (excepté des composés très stables comme la lignine) et de produire du biogaz, avec un potentiel méthanogène toutefois très variable. La méthanisation convient particulièrement aux substrats riches en eau, contenant de la matière organique facilement dégradable, et facilement pompables pour permettre un fonctionnement en continu. Les déchets méthanisés peuvent être d'origine (ADEME, 2014):

- Agricole : déjections animales, résidus de récolte (pailles, spathes de maïs ...), eaux de salle de traite, etc.
- Agro-industrielle : abattoirs, caves vinicoles, laiteries, fromageries, ou autres industries agro-alimentaires, chimiques et pharmaceutiques, etc.
- Municipale : tontes de gazon, fraction fermentescible des ordures ménagères, triée à la source (bio-déchets), boues et graisses de station d'épuration, matières de vidange, etc.

Bien que la valorisation des déchets fasse partie des prérogatives du plan national du développement des énergies renouvelables, le potentiel national des déchets reste toutefois conséquent. Nous allons nous concentrer dans notre étude sur le potentiel énergétique des déchets solides urbains. Cette source étant disponible de manière durable et en quantité, dans la mesure où la population algérienne continue de croître, de même pour son niveau de vie - consommation de biens. Par ailleurs, la valorisation énergétique de cette source, permet de répondre non seulement aux préoccupations énergétiques, mais aussi à des préoccupations environnementales et sanitaires (CDER, 2015).

5.11.1. Déchets solides urbains

L'accroissement du revenu moyen de la population algérienne et le changement d'habitude alimentaire, se traduisent par un accroissement considérable des déchets ménagers. La quantité de déchets produits dépend du niveau de vie des populations. Le tableau 5.2 présente la quantité de déchets ménagers produits par jour dans les deux différentes catégories en Algérie. Plus le niveau de vie est élevé plus la production des déchets est forte. Même au sein d'un pays la production varie en fonction de la densité des villes. Les villes à forte

densité ont un niveau de vie plus fort que les petites villes, par conséquent elle présente des valeurs plus élevées de production de déchets.

Tableau 5.2: Quantité journalière de déchets générée par habitant (Tolba, 2013)

Ratio (kg/hab/j)	1980	2002	2010	2025
Villes moyennes	0.5	0.6	0.8	1.0
Grandes villes	0.76	0.9	1.2	1.5

Ces ratios confirment la forte progression dans la production des déchets ménagers. Comme la croissance moyenne de leur flux est supérieure à celle de la croissance démographique, le ratio par tête d'habitant a tendance à augmenter sur l'ensemble de la période. Si bien que la quantité moyenne journalière de déchets générés par habitant a presque doublé entre 1980 et 2010, passant d'une moyenne de 0.63 kg/j/ hab en 1980 à 1 kg/j/hab en 2010. Selon le Ministère de l'Aménagement du Territoire de et l'Environnement (MATE), cette tendance devrait se poursuivre durant les prochaines années. En 2025, la moyenne journalière devra atteindre 1.25 kg/hab (CDER, 2015).

5.12. Etude Prospective à l'horizon de 2045

Afin de parvenir aux objectifs escomptés et pour réduire la dépendance en énergie fossiles, l'Algérie opte en particulier pour l'énergie solaire et l'énergie éolienne, mais également la biomasse est un potentiel important et efficace. Outre l'exploitation des sites potentiels spécifiques pour l'énergie solaire et éolienne en Algérie, l'utilisation de la biomasse comme source d'énergie renouvelable est essentielle à l'élaboration d'une politique énergétique durable. L'utilisation des déchets organiques pour la production d'énergie est très variée, soit pour la production de chaleur et l'électricité ou pour la production de biocarburants (Biométhane).

Dans le cadre de la réalisation des objectifs algérien en termes de production d'énergie renouvelable et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, la méthanisation permet d'agir efficacement sur les deux plans. La présente étude s'attache à déterminer le potentiel de production et valorisation de biogaz en Algérie en vue de le transformé en électricité à l'horizon 2045.

5.12.1. Méthodologie

Au sein du territoire soumis à l'exercice prospectif, la variation de la population induit des volumes de produits consommés, ce qui détermine le gisement de déchets. La méthode appliquée dans cette prospective vise à construire des représentations des futurs possibles, ainsi que les cheminements qui y conduisent. L'objectif de ces représentations est de mettre en évidence les tendances de la production et valorisation des déchets et leur influence sur l'environnement.

5.12.1.1. Potentiel des déchets organiques

La méthodologie d'évaluation des gisements de déchets organiques d'origine urbaine et rurale est élaborée à partir d'une approche de croisements de données démographiques et de résultats d'études récentes réalisées sur les déchets urbains produits en Algérie. L'année 2010 est prise comme référence. Les populations réparties à travers les différentes régions géographiques ont été calculées par actualisation des données du dernier recensement général de la population réalisé en 2008 par l'office nationale des statistiques (ONS). L'actualisation de la population Algérienne a été réalisée à partir d'un taux moyen d'accroissement de la population de l'ordre de 1.6% pour l'ensemble du pays, d'après SNAT (2010).

Les calculs du potentiel de production de biogaz à partir de bio-déchet en Algérie sont fondés sur les données déclarées par l'office national des statistiques (ONS), l'agence nationale des déchets (AND). Cette étude d'évaluation des gisements de déchets urbains prend en compte 48 wilayas, soit 34,080,030 habitants. Les données du potentiel de déchets n'existent pas pour les wilayas. La quantité de déchets est estimée en fonction de la population ainsi que sur des ratios de production de déchets par habitant. Afin d'avoir une meilleure lecture de nos résultats, les quantités prédites ont été réorganisées en quatre zones selon la population, chaque zone représente une région (voir tableau annexe).

Tableau 5.3: Répartitions de la population et le ratio de production de déchets par habitant.

Zones	Population (Million habitants)	Déchets (kg/hab/j)
Zone 1	> 2	1.2
Zone 2	entre 1 et 2	1.2
Zone 3	entre 0.5 et 1	0.8
Zone 4	<0.5	0.8

Le recensement général de la population en 2008 de l'ONS donne le nombre de population par wilayas. A partir de ces données, quatre groupes de régions ont été déterminés (voir tableau 5.3):

- zone 1 : comprenant uniquement la capitale Alger, avec plus de 2 millions d'habitants.
- zone 2 : comprenant 7 régions avec une part d'habitants variant entre 1 et 2 millions d'habitants.
- zone 3 : comprenant 24 régions, pour lesquelles le nombre d'habitants varie entre 0.5 et 1 millions d'habitants.
- Zone 4 : comprenant 16 régions, avec une part plus faible d'habitants (inférieur à 0.5 millions d'habitants).

Pour le calcul du potentiel des déchets, on évaluera la quantité de déchets produite à 1.2 kg par habitant et par jour (Zone 1 et 2) et à 0.85 kg par habitant et par jour (Zone 3 et 4).

La production de déchets au niveau d'une wilaya (QD), au cours de l'année de référence 2010, est estimée à partir de ratio de production spécifique par habitant et par jour estimée pour l'espace en question (RP), multipliée par 365 (jours) et multipliée par le nombre de la population (NP) de cette ville, d'après les estimations faites pour l'année de référence.

$$QD = NP.RP.365 \quad (5.1)$$

La production totale de déchets organiques d'origine urbaine (QDO) au niveau de la ville à l'étude, au cours de l'année de référence est estimée par la multiplication entre la production de déchets de la ville (QD) et le pourcentage moyen de matière organique (MO) contenu dans ces déchets. Ces démarches sont résumées dans l'équation suivante :

$$QDO = QD.MO \quad (5.2)$$

Selon l'agence nationale des déchets AND, le pourcentage de la matière organique MO est estimé à 67.7%. Nous faisons l'hypothèse que la composition des déchets est identique partout en Algérie. Cette composition est déterminée pour l'année 2011. Le tableau 5.4 représente par la suite le calcul des quantités organiques théoriques basé sur l'estimation du nombre d'habitants pour l'année 2010.

Tableau 5.4 : Répartition des déchets par zone

Zones	Population (hab)	Production de déchets (Mt)	Production de matières organiques (Mt)
Zone 1	2,988,145	1.35	0.94
Zone 2	8,288,664	3.74	2.62
Zone3	17,902,602	5.39	3.77
Zone 4	4,900,619	1.47	1.03
Total	34,080,030	11.95	8.36

La production de déchets est évaluée à 438 kg/hab en 2010 pour la zone1 et 2. Pour les deux zones 3 et 4, la quantité de déchets est estimée à 292 kg/hab. En 2010, le volume des déchets collecté a été estimé à 11.95 millions de tonnes avec une matière organique de 67.7 % (AND, 2014). Au total, 3.56 Mt/an de déchets organiques peuvent être comptées dans les zones 1 et 2 et 4.8 tonnes/an pour les zones 3 et 4. Le gisement théorique évalué de matière organique issue des déchets est de 8.36 Mt. Pour bien éclairer les résultats, nous présentons aussi des cartographies des quatre zones:

2010.

La zone 3 (avec ses 24 wilayas représentées), accueillant environ 45% de la population urbaine nationale, contribue à hauteur de plus de 52% de la production totale de déchets organiques d'origine urbaine. La zone 2 vient au second rang des producteurs de déchets organiques du pays, avec une contribution de près de 32% des gisements de déchets organiques à l'échelle nationale. Les déchets organiques de ce département sont principalement générés par les wilayas de Sétif et Oran qui comptent, à elles seules, pour environ 52% de la masse de déchets urbains. Les déchets organiques d'origine urbaine générés dans la zone 4 représentent près de 12% des gisements du pays. La capitale Alger couvre environ 11% de la production de déchets organiques d'origine urbaine en Algérie à hauteur de 940 kt/an.

5.12.1.2. Production du biogaz

Les gisements de déchets solides urbains en Algérie ont été estimés à plus de 11,000,000 tonnes pour l'année 2010, tandis que la masse totale de déchets organiques frais d'origine urbaine a été évaluée à près de 8,300,000 tonnes réparties à travers 48 wilayas géographiques pour la même année. Cependant, à partir de certains procédés de traitement écologiquement plus durables, technologiquement et économiquement accessibles aux contextes de l'Algérie, ces gisements peuvent être quantifiés préférentiellement en termes de ressources. En effet, la méthanisation en particulier permet non seulement de traiter et de stabiliser les déchets organiques, mais également l'opportunité de valoriser ces déchets comme source d'énergie (cuisson, éclairage, électricité) et/ou comme sources de matières fertilisantes pour l'agriculture. La méthanisation a pour mérite d'être simultanément une filière de production d'énergie renouvelable et une filière alternative de traitement des déchets organiques.

La détermination du volume de biogaz VB (m^3) estimée à partir de la quantité des déchets organiques QDO (tonnes) et de coefficient de conversion CDC (m^3 /tonnes) est comme suit:

$$VB = QDO.CDC \quad (5.3)$$

Le coefficient de conversion CDC varie de 100 à 300 m^3 par tonne de déchets (Zubaryeva et al., 2012). Dans notre étude, nous avons pris la moyenne qui est de 200 m^3 /tonne. Cette approche a été utilisée pour l'évaluation de la valorisation énergétique de déchets.

5.12.1.3. Production d'énergie

L'énergie électrique et thermique produites à partir de la production de biogaz sont évaluées par l'utilisation d'un système de cogénération à 80% d'efficacité. La cogénération permet la réduction des coûts d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre. Le volume de biogaz (VB) produit est converti soit en électricité (E) ou chaleur (C). Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) de biogaz, estimée à 6kWh/m³, le rendement électrique (RE) et le rendement thermique (RT) évalués à 35% et 45% respectivement (Zubaryeva et al., 2012; RECORD, 2012; Onovwiona et al., 2006; Igoud, 2013) sont utilisés comme suit:

$$E = VB \cdot PCI \cdot RE \quad (5.4)$$

$$C = VB \cdot PCI \cdot RT \quad (5.5)$$

Dans notre étude, l'électricité est la seule énergie à évaluer. Le tableau 5.5 montre le calcul des potentiels énergétiques dans le secteur des déchets. Pour en finir avec les quantités totales de déchets organiques, le potentiel énergétique théorique sera présenté avec un rendement de biogaz de 200 m³ par tonne de déchets, soit une valeur calorifique de 6 kWh/m³ de biogaz.

Tableau 5.5: Potentiel énergétique des déchets urbains en Algérie (2010).

Zones	Déchets (Mt)	Matières organiques (Mt)	Biogaz (Millions m ³)	Electricité (TWh)
Zone 1	1.35	0.94	189.14	0.39
Zone 2	3.74	2.62	524.65	1.10
Zone 3	5.39	3.77	755.46	1.58
Zone 4	1.47	1.03	206.79	0.43
Total	11.95	8.36	1676.04	3.5

Le scénario de la valorisation énergétique des déchets nécessite d'abord la mise en place de centres de tri des déchets pour la récupération de la matière organique. Ensuite, l'installation de digesteurs industriels de méthanisation de la matière organique des déchets urbains solides. Cela a permis de produire 1676.04 millions de m³ de biogaz composés en moyenne de méthane entre 50% et 70%. Selon le tableau 5.5, le potentiel énergétique pour l'Algérie dans le domaine des déchets ménagers se situe autour de 3.5 TWh/an dont 1.49 TWh/an provenant des zones 1 et 2 (Grande villes) et 2.01 TWh/an provenant des zones 3 et 4 (Villes moyennes).

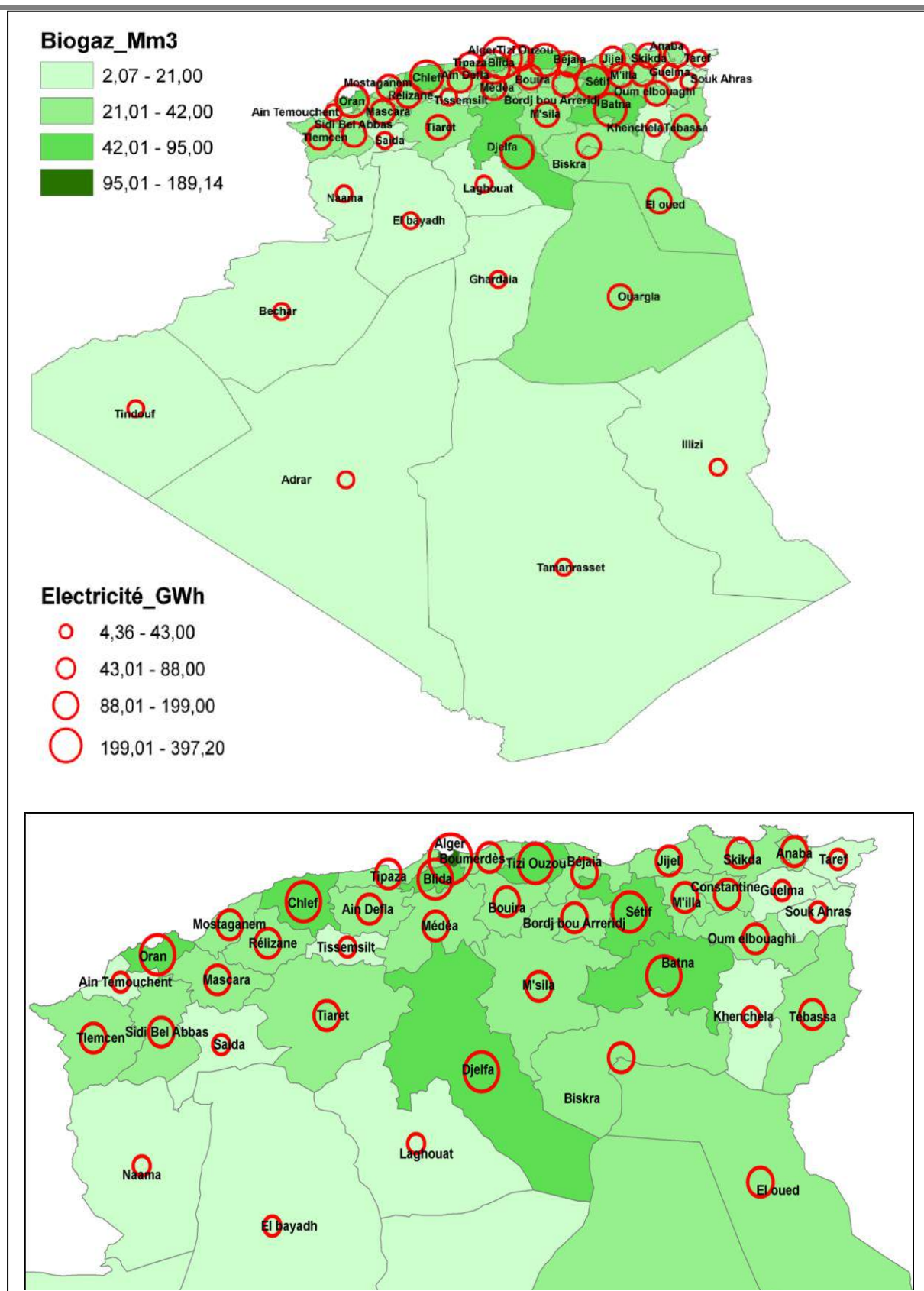


Figure 5.14. Répartition géographique du potentiel énergétique des déchets urbains en Algérie

La valorisation du biogaz par cogénération a permis de générer 3.5 TWh (858.17 ktep) d'électricité et qui correspond à plus de 10 % d'électricité consommée en 2010 (33. 471 TWh) (MEM, 2010). Le gisement d'énergie est donc estimé à 3.5 TWh soit une puissance de 466 MW sur la base de 7500 h de fonctionnement moyen.

5.12.1.4. Emission des gaz à effet de serre

Etudier la récupération de l'énergie des déchets conduit à considérer non seulement les aspects techniques et économiques mais aussi les effets sur l'environnement, notamment les émissions de gaz à effet de serre. Le biogaz, issu de déchets, est une énergie renouvelable et son utilisation permet de réduire les consommations d'énergie non renouvelable et de diminuer la dépendance aux énergies fossiles. La valorisation énergétique des déchets permet une production énergétique (électricité, chaleur) qui est neutre sur le plan de l'émission de CO₂. En effet, tout comme la biomasse, le CO₂ dégagé par la combustion du biogaz est compensé par le CO₂ absorbé par les végétaux lors de leur croissance. Cependant, la réduction du gaz à effet de serre (GES) est déterminée comme suit:

$$RE = FE.E \quad (5.6)$$

Où :

RE : Réduction des émissions en MtCO₂éq

E : Energie électrique produite en kWh

FE : Facteur d'émission en gCO₂éq/kWh

Pour l'Algérie, la valeur a été prise selon l'Agence Internationale de l'Energie AIE et qui tient compte des kWh électriques et thermiques fournis. L'évaluation de la réduction du gaz à effet de serre (GES) est obtenue en utilisant le facteur d'émission, indiqué en gramme par quantité d'énergie (g/kWh), estimée à 548gCO₂éq/kWh (AIE, 2013 ; ADEME, 2014).

Tableau 5.6 : Répartition des émissions évitées

Zones	Réduction d'émissions(Mtéq.CO ₂)
Zone 1	0.21
Zone 2	0.58
Zone 3	0.84
Zone 4	0.23
Total	1.86

D'après le tableau ci-dessus, le potentiel global d'économie de CO₂ est environ 1.86 Mt CO₂ en 2010. Presque une réduction de 3% (56.6 Mt de CO₂ en 2010). Cela traduit l'intérêt environnemental de la récupération et valorisation des déchets en Algérie.

5.12.2. Résultats et discussions

La connaissance de gisement future des déchets solides urbains reste un élément très important dans le contexte des politiques environnementales adoptées par les gouvernements (Djemaci, 2012). Dans cette étude, 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. En 2015, la population est 38.08 millions d'habitants et atteindra 61.31 millions d'habitants en 2045.

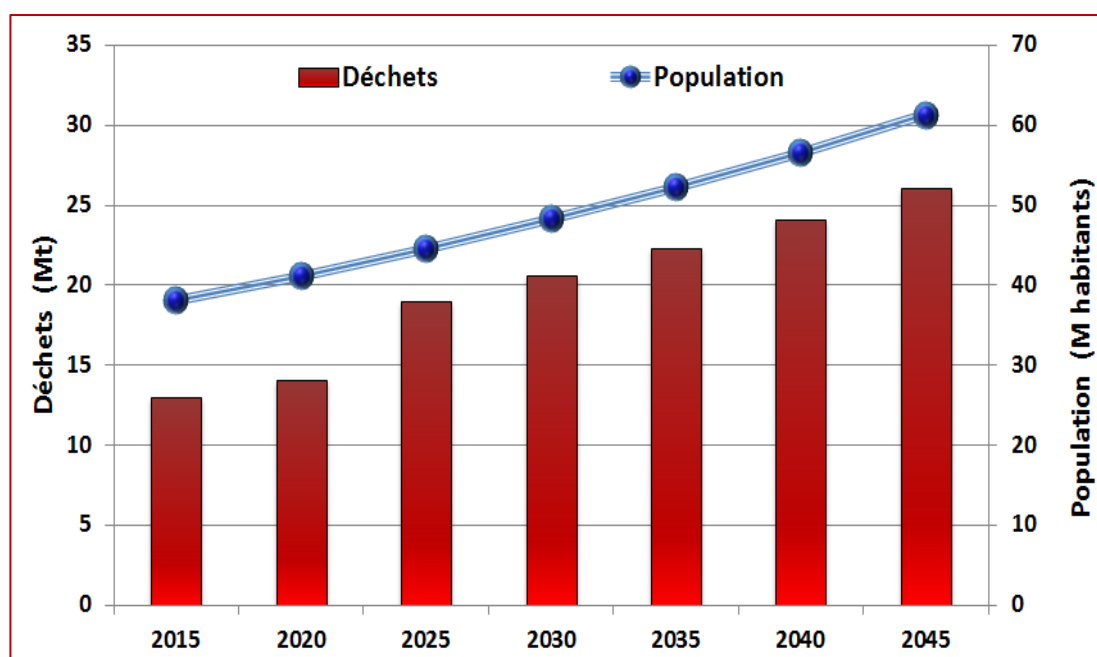


Figure 5.15. Evolution de la population et la production des déchets en Algérie (2015 à 2045).

Les projections des quantités des déchets à l'horizon de 2045 au niveau de chaque wilaya suivent les mêmes tendances enregistrées durant la période de 1995 à 2008. La figure 5.15 présente l'évolution prospective de la population et de la quantité de déchets produite durant la période 2015 à 2045 en Algérie. La projection de la production de déchets montre une augmentation en passant de 12.96 Mt en 2015 (soit 0.93 kg/hab/j) à 26.08 Mt (soit 1.16 kg/hab/j) en 2045. Le taux de croissance annuel moyen de la production des déchets est 6.6%.

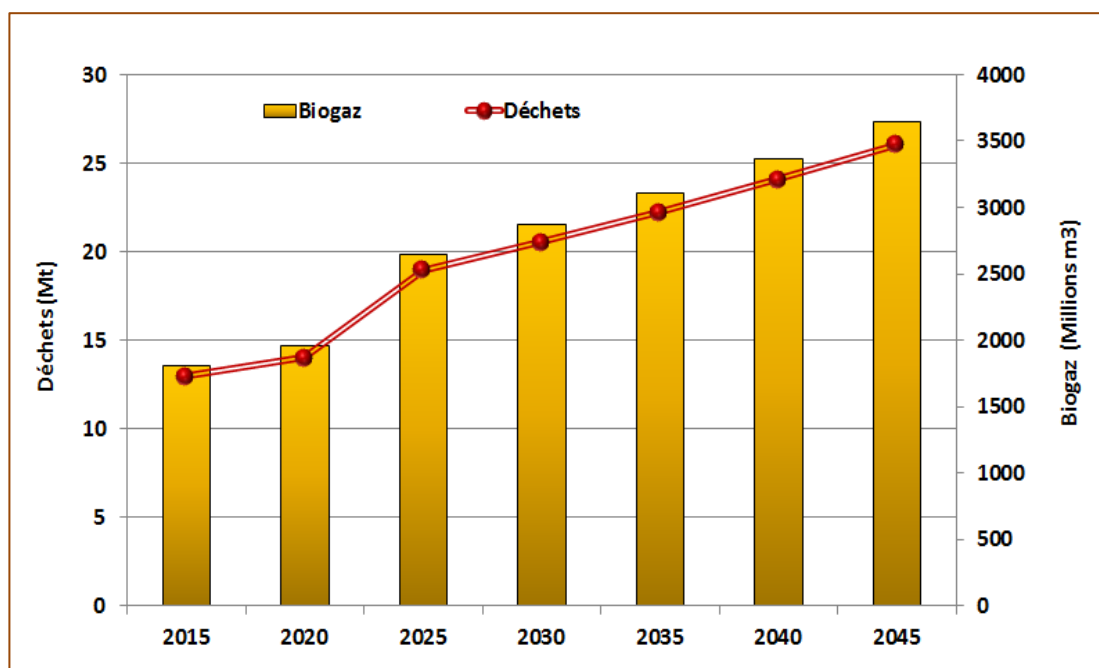


Figure 5.16. Projection de la production du biogaz à l'horizon 2045.

Le potentiel de production de biogaz, pour 2045 correspond à 3,651.57 Mm³. Ce potentiel est à comparer aux 19,707 Mm³ consommés en 2013 en gaz naturel sur le territoire national et confirme l'intérêt de la filière au regard des objectifs du PNER qui prévoit de produire 1000 MW à partir de la biomasse. La production d'électricité à partir de biogaz permettra d'éviter la consommation de ressources énergétiques qui aurait été nécessaire en l'absence de cette production de biogaz (RECORD, 2009b).

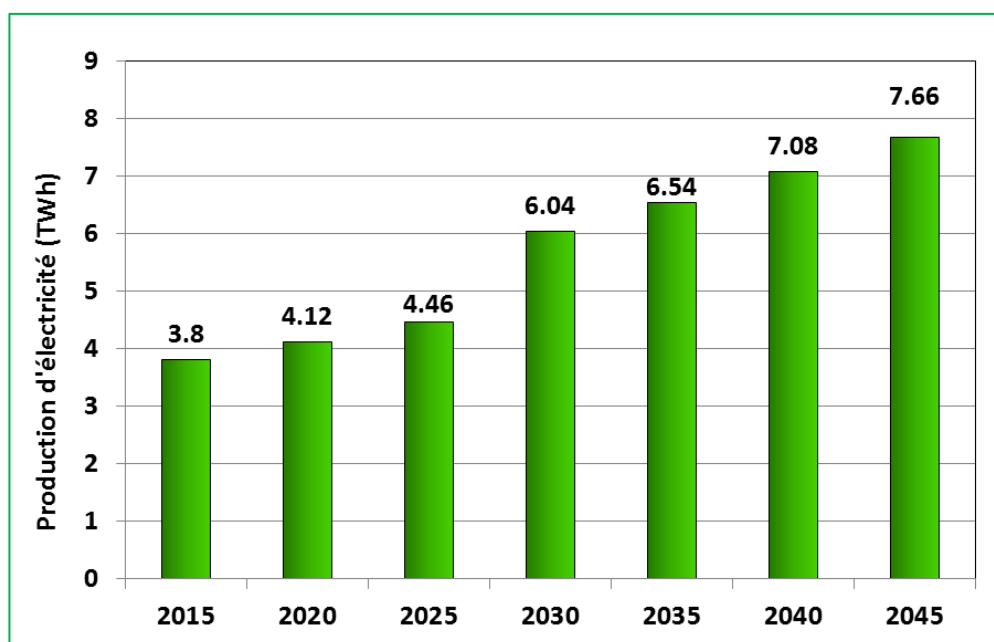


Figure 5.17. Evolution prospective de la production d'électricité à l'horizon 2045.

La demande en électricité produite par la valorisation des déchets est projetée de croître à un rythme de 4.09% par an, elle passera de 3.8 TWh en 2015 à 4.46 TWh en 2025 et 7.66 TWh en 2045. L'électricité issue du biogaz contribue à 9% de la demande en 2045, soit 1.83Mtep (7.68 TWh) d'économie d'énergie. La production d'électricité renouvelable est donc encouragée, en substitution prioritairement à l'électricité d'origine fossile.

L'étude présente des perspectives tendanciennes d'évolution de la récupération et valorisation des déchets à l'horizon 2045. Le tableau suivant présente la comparaison entre les perspectives 2030 et les objectifs fixés par le plan national des énergies renouvelables PNER.

Tableau 5.7: Perspectives 2030 par rapport aux objectifs fixés par le PNER.

	Objectif national (PNER)	Perspectives à l'horizon 2030	Atteindre des objectifs (%)
Production d'électricité (MW)	1000	806	80.6

Ce potentiel représente juste les déchets solides urbains, ce qui confirme l'intérêt de la filière au regard des objectifs du programme de développement des énergies renouvelables PNER. Selon ce programme (sur la période 2015-2030) adopté par le gouvernement algérien récemment actualisée, la biomasse (valorisation des déchets) participera à la réalisation de ce programme à hauteur de 1000 MW (CDER, 2015).

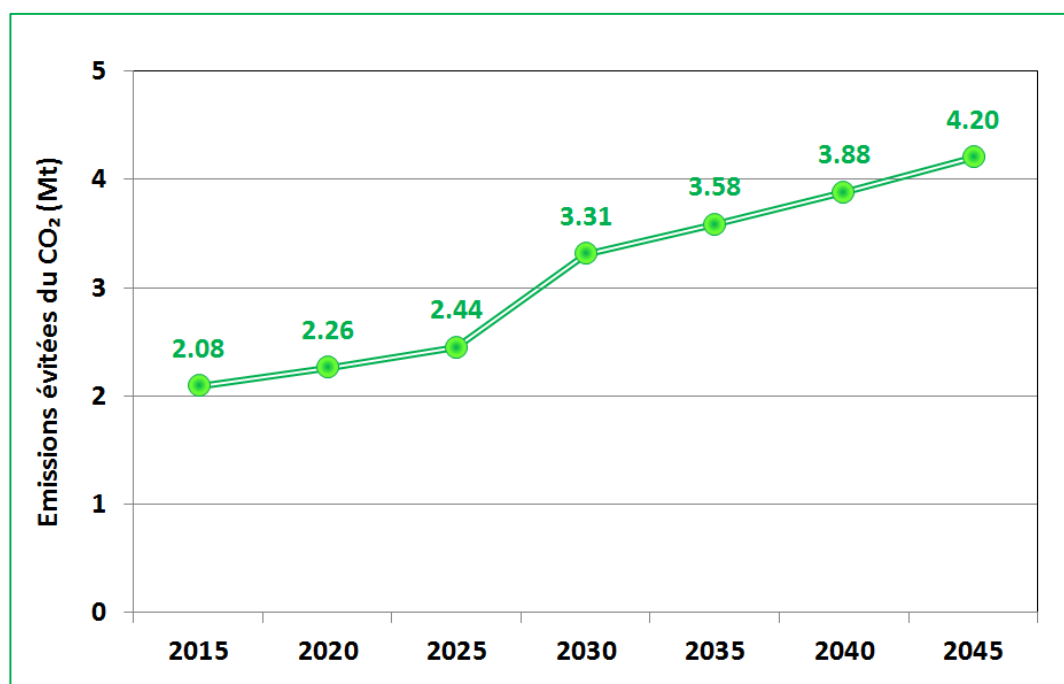


Figure 5.18. Evolution des émissions évitées en Algérie à l'horizon 2045.

La production d'électricité à partir de déchets permettra de réduire les émissions en CO₂. La figure 5.18 montre une réduction de 2.08 Mt de CO₂ en 2015 et qui sera doublé en 2045. Ce qui représente respectivement un gain de 7.7% et 8.5% en 2015 et 2045. Ces émissions évitées sont dues seulement à la récupération et la valorisation des déchets solides urbains.

La récupération d'énergie à partir des déchets issus des industries (agro-alimentaires, abattoirs, etc.) et des stations d'épuration représente également un potentiel important à ne pas négliger et qui devra faire à l'avenir l'objet d'une étude.

5.13. Conclusion

Une connaissance des différentes catégories de déchets, en termes quantitatifs, constitue une étape majeure dans l'atténuation des impacts environnementaux et sanitaires, dans la contribution à la réduction d'émission de gaz à effet de serre (GES) par rapport aux conditions actuelles de traitement des déchets organiques et dans la planification de la logistique et de l'économie de la gestion. L'évaluation des gisements des fractions valorisables participe également des stratégies d'autofinancement et de pérennisation des actions de traitement. La méthodologie d'évaluation des déchets organiques, proposée dans le cadre de ce travail pour le cas de l'Algérie, se veut une approximation par défaut qui permet de conclure à des gisements autrement plus importants que les valeurs estimatives obtenues.

Les résultats de la présente étude mettent en avant les intérêts réels de la valorisation énergétiques des déchets. En Algérie, le potentiel des ressources pour la production de biogaz brut issu des déchets solides urbains s'élève au minimum à 1.58 Mtep/an, sans tenir compte des contraintes de rentabilité des installations. L'estimation des capacités de production maximales à partir du parc existant aboutit à un potentiel de 3.45Mtep de biogaz par an à l'horizon 2045. L'analyse du flux des matériaux dans le secteur des déchets a montré que l'Algérie dispose dans ce domaine d'un potentiel théorique de 3.5 TWh/an. Les potentiels représentés dans ce secteur doivent toutefois être pris en considération différemment, en raison de leur composition matérielle et de la production souvent saisonnière.

La fraction des déchets ménagers organiques représente le plus grand potentiel non exploité dans le secteur des déchets sachant que ce flux de matières ne fait nulle part l'objet d'une utilisation matérielle et/ou énergétique en Algérie. Étant donné que les zones urbaines de l'étendue prise en compte pour le bilan présentent sur toute l'année une production du flux de matières souvent constante et que les systèmes de collecte sont la plupart du temps déjà implantés. La séparation, le tri et l'utilisation de ce flux de matières sont assurées dans ces zones.

Chapitre 6

**Potentiel de récupération
énergétique et prospective à
l'horizon 2045**

6.1. Introduction

Ce chapitre abordera une analyse et une comparaison des résultats des différents scénarios (tendanciel et volontariste) et ce en termes de gains énergétique, aspect économique et réduction des émissions des gaz polluants. Il sera consacré à identifier les caractéristiques des scénarios énergétiques et le lien entre l'objet scénario et le concept de vision à long terme d'une part et un cadre d'analyse qui permettra de mener une analyse comparative des scénarios dans le but d'identifier les enjeux et défis pour la politique algérienne future d'autre part .

En premier lieu seront présentées la définition et la classification des différentes approches de modélisation existantes ainsi qu'un bref aperçu du système d'information géographique (SIG). En deuxième lieu nous ferons un aperçu sur le parc de production algérien actuel. Par la suite, nous essayerons d'élaborer deux scénarios tendanciel et volontariste sur la demande énergétique algérienne à l'horizon 2045 sans et avec récupération d'énergie.

Concernant le premier scénario (tendanciel), nous tiendrons compte d'une continuité des tendances et changements structurels en cours en ne prenant en compte que les politiques et mesures approuvées. Ce scénario permettra 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). Concernant le deuxième scénario (volontariste), il sera élaboré et évalué par rapport au scénario de référence. Ce scénario qui intègre trois principales actions (valorisation du CO₂, cogénération, récupération des déchets) permettra d'identifier et de mieux comprendre les défis énergétiques pour le long terme.

6.2. Prospective : Notions et généralités

6.2. 1. Définition

La prospective est la discipline qui traite du prospectif. La prospective est différente de la planification, qui a pour objet de définir un ensemble d'actions à mener de manière raisonnée et coordonnée pour répondre à un objectif politique donné (Ma, 2012). Il faut noter que la projection et la prospective sont deux modes extrêmes de la prévision (Massé, 1959).

Le premier est « le prolongement de ce qui a été », le second est une exploration du « futur comme une terre inconnue. » (Berger, 1956).

La prospective diffère de la projection mais elle diffère aussi de la stratégie (Saujot, 2013). Définir une stratégie, c'est envisager à l'avance toutes les ramifications du possible, c'est dresser la liste de toutes les situations élémentaires auxquelles on pourrait être confronté, et choisir dès l'origine la décision que l'on prendrait en face de chacune d'elles. » (Massé, 1959). Ainsi un Plan est une stratégie, c'est un ensemble d'action pour atteindre un but. La stratégie ce n'est pas la prospective, en fait la prospective est l'étape précédant la stratégie (Saujot, 2013).

La prospective est un outil indispensable pour anticiper l'avenir et planifier les actions à mettre en œuvre (investissement, réglementation, mesures incitatives...). Cette démarche consiste à élaborer des scénarios possibles à partir de la situation existante et des tendances historiques et actuelles. La prospective énergétique permet d'envisager l'évolution des consommations d'énergie, le développement des énergies renouvelables et l'impact sur le changement climatique et la dépendance énergétique.

La méthodologie prospective s'est développée, entre autres, avec la nécessité de planifier la stratégie des entreprises et des institutions. Il existe plusieurs outils pour faire de la prospective (Dandres, 2012):

- L'extrapolation des tendances actuelles estimant qu'à court terme, le futur est une extension logique du passé;
- Les modèles utilisant les facteurs et mécanismes ayant influencé l'évolution passée pour modéliser les changements futurs;
- Les panels d'experts fournissant des estimations de données pour le futur.

6.2.2. Modèles prospectifs

Boulanger et Bréchet ont distingué dans leur analyse six différentes classes de modèles: Modèles macro-économétriques, Modèles multi-agents, Modèles d'équilibre général calculable, Réseaux Bayésiens, Modèles d'optimisation, Dynamique des systèmes (Boulanger et al., 2003). Par ailleurs, une autre distinction relative à leurs paradigmes, permet de distinguer trois grandes familles : les modèles IAM (Integrated Assessment Models) intégrés, les modèles économiques et l'approche descendante « Top-Down » (TD), et enfin les modèles technologiques et l'approche ascendante « Bottom- Up » (BU) (Seck, 2012).

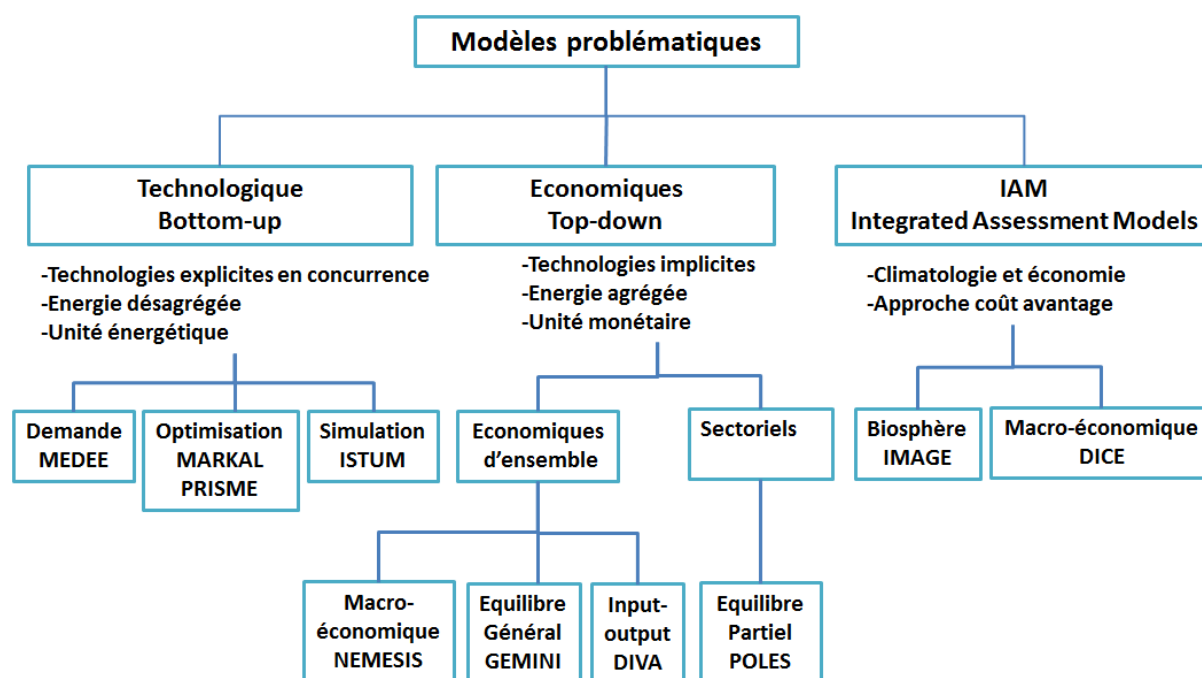


Figure 6.1. Classification de modèles de prospective (Assoumou, 2006)

Les modèles de prospective énergétique décrivent le secteur énergétique en considérant tout ou partie de la chaîne précédente. Les approches proposées diffèrent selon le point de vue privilégié: économique, technologique ou climatique. En terme d'évaluation environnementale, les deux premières approches procèdent par des analyses coûts efficacité, l'intégration de la dimension climatique permet en plus d'effectuer des analyses de coûts des dommages (Assoumou, 2006)

6.2.2.1. Modèles économiques Top down (TD) et Bottom-Up (BU)

La planification énergétique s'appuie sur des modèles de prospective pour l'analyse chiffrée de scénarios énergétiques (Assoumou, 2006). Ces modèles sont basés sur une formulation mathématique des comportements. En intégrant les trois sphères que sont l'économie, l'énergie et l'environnement, ces instruments permettent d'orienter les grands axes stratégiques des décideurs dans un cadre concurrentiel et en forte évolution (Djemaa, 2009).

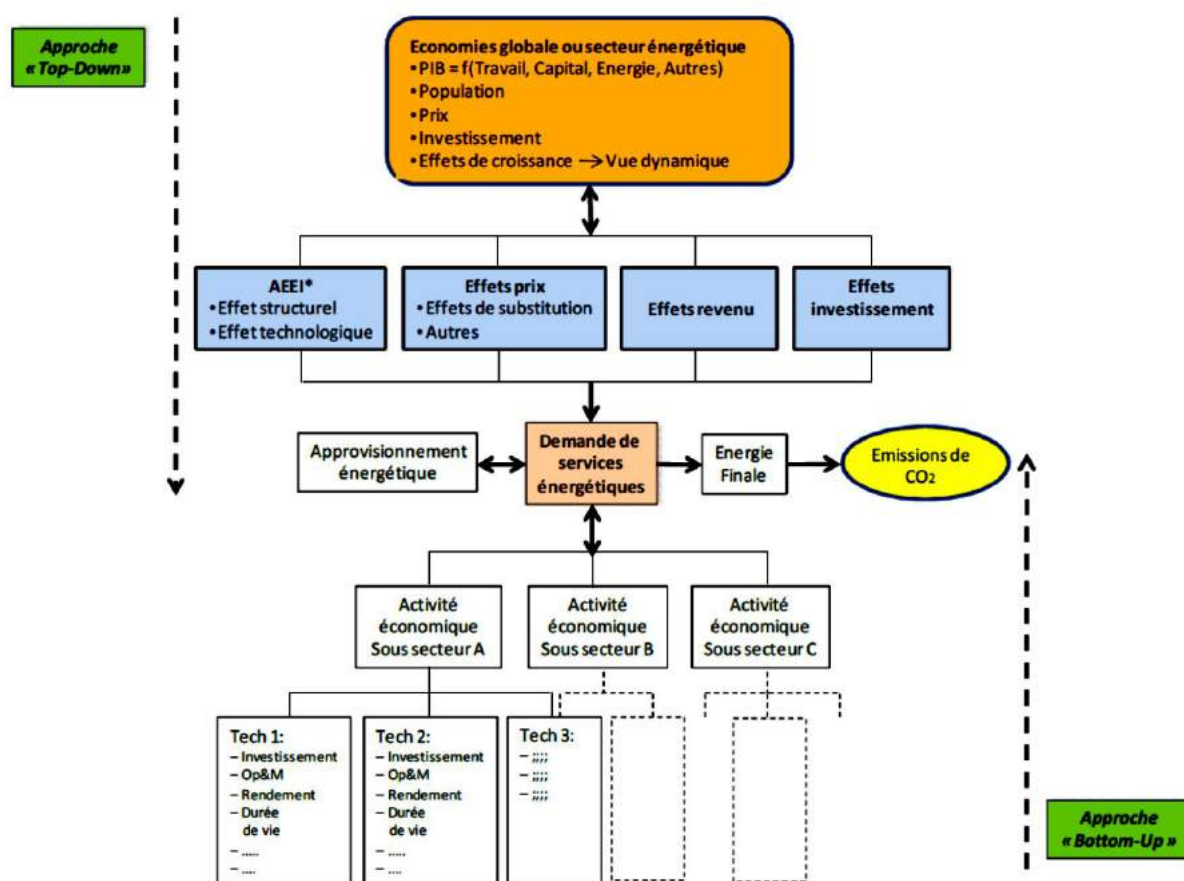


Figure 6.2. Schéma explicatif des approches Bottom-Up et Top-Down (Seck, 2012).

Ces deux approches permettent d'analyser l'impact des différentes orientations stratégiques des décideurs qui se préoccupent des questions liées à l'énergie (Seck, 2012).

a. Modèles Top down (TD)

Les modèles TD sont caractérisés par leur haut niveau d'agrégation et considèrent les différents secteurs de l'économie, au sein desquels des échanges de bien sont possibles. Ainsi, ils décrivent le système énergétique de façon agrégée et comme un sous-secteur de l'économie entière (Seck, 2012). L'appellation « Top-down » traduit une perception du système énergétique à partir d'un nombre réduit de variables économiques agrégés (Assoumou, 2006). Dans l'approche Top-down, on distingue essentiellement les modèles macro-économétriques et les modèles d'équilibre général calculables. On cite parmi les modèles, le modèle GEM E3, le modèle GEMINI E3 et les modèles de type HERMES ou NEMESIS (Djemaa, 2009).

b. Modèles Bottom-Up (BU)

Les modèles BU se caractérisent par la reproduction des systèmes énergétiques, basée sur des caractéristiques technologiques très détaillées, et desquelles il est possible de tirer des résultats plus agrégés, d'où le terme d'approche « bottom-up » (Seck, 2012). L'appellation « bottom-up » traduit une perception du système énergétique à partir d'un grand nombre de variables technologiques ; les données technologiques désagrégées sont progressivement agrégées pour traduire les choix énergétiques de chaque catégorie d'agent (Assoumou, 2006). Les méthodes utilisées se différencient par la complexité numérique (la taille et le nombre de sous-secteurs) et les choix de méthodes de résolution. On distingue deux approches qui sont les modèles d'optimisation et les modèles de simulation offre/demande. Parmi les modèles bottom-up, nous pouvons en distinguer les modèles de simulation et les modèles d'optimisation EFOM, MESSAGE, MARKAL, TIMES (Djemaa, 2009).

6.2.2.2. Modèles IAM: approche climatique

Les modèles IAM (Integrated Assesment Models) représentent les déterminants technico-économiques des émissions aussi bien que les impacts environnementaux dans une approche que l'on peut qualifier de « puits à l'atmosphère ». Les principales étapes de la modélisation intégrée sont la réalisation d'un modèle de calcul des émissions (approches économiques ou technologiques), celle d'un modèle climatique de diffusion et de concentration atmosphérique et enfin celle d'un modèle d'impact. Les principes de modélisation permettent de distinguer différents types de modèles IAM (Assoumou, 2006).

6.2.2.3. Méthode des scenarios

La méthode vise à construire des représentations des futurs possibles, ainsi que les cheminements qui y conduisent. L'objectif de ces représentations est de mettre en évidence les tendances lourdes et germes de rupture de l'environnement général et concurrentiel de l'organisation (Maresca et al., 2009).

6.2.3. Scénarios énergétiques

Un scénario énergétique est une projection dans le futur, une histoire quantifiée du devenir de notre système énergétique, de notre économie voire de notre société dans son ensemble.

En fonction d'hypothèses à expliciter, l'intérêt d'un scénario énergétique est :

- ✓ d'explorer jusqu'où il est possible ou souhaitable d'aller en termes de consommation ou de production d'énergie et d'impacts associés (sur les émissions de gaz à effet de serre, l'économie, les emplois, ...)
- ✓ d'identifier les points clés pour atteindre des objectifs de consommation ou de production d'énergie (rythmes à suivre, niveaux de performances à mettre en œuvre, potentiels à exploiter, secteurs ou thématiques à prioriser, ...).

6.3. Système d'information géographique (SIG)

6.3.1. Définition

Le SIG est un logiciel qui utilise la capacité des ordinateurs dans le domaine du stockage, de l'analyse et de la représentation des données qui sont associées à la distribution géographique (Ghazal, 2010). Un système d'information géographique a donc comme fonctionnalité de renseigner sur un territoire en localisant les informations pour aboutir à un processus de décision (Brunel, 2005).

6.3.2. Fonctionnalités d'un SIG : les 5 A

Les systèmes d'information géographique sont des systèmes d'information qui vont nous permettre d'Abstraire, d'Acquérir, d'Archiver, d'Analyser et d'Afficher des données géo-référencées : les 5 A d'un SIG (Brunel, 2005).

6.3.2.1. Abstraction

L'abstraction consiste à modéliser le problème afin de le rendre compréhensible par le plus grand nombre possible, de faciliter sa conception ultérieure et de s'assurer de respecter certaines normes de conception. Cette partie concerne plus particulièrement le système de gestion de base de données (SGBD).

6.3.2.2. Acquisition

L'acquisition concerne la récupération et la création des données. Il existe différentes sources d'acquisition : les organismes nationaux et internationaux, les producteurs locaux, les

collectivités territoriales, les géomètres, la numérisation des cadastres ou encore la localisation du patrimoine.

6.3.2.3. Analyse

L'analyse spatiale se distingue selon qu'elle se base sur des données sémantiques ou des données géométriques :

a. Analyse spatiale sémantique : Elle repose sur l'étude, par des requêtes ou des calculs, de données alphanumériques afin de décrire qualitativement ou quantitativement certaines caractéristiques d'une région. Cette description se fait souvent de manière cartographique. Les données qualitatives non ordonnées sont représentées par des couleurs différentes, des formes, des différences de texture ou d'orientation. Les données qualitatives ordonnées ou quantitatives relatives sont représentées par un dégradé d'une seule et même couleur ou l'affichage de valeurs. Les données quantitatives absolues sont représentées par une variation de taille.

b. Analyse spatiale géométrique : C'est l'étude des formes, des positions et des relations entre les objets comme le calcul de distances, d'intersections ou d'exclusions par exemple. Il est alors possible de travailler sur la topologie. Ces analyses sont possibles grâce aux différentes fonctionnalités que proposent les logiciels de SIG.

6.3.2.4. Archivage

L'archivage permet de stocker les informations de manière réfléchie afin d'y accéder le plus rapidement possible. Pour les données alphanumériques, le stockage peut être réalisé grâce aux différents systèmes de gestion de base de données selon le modèle abstrait prédéfini. Néanmoins, une grande partie des informations sémantiques est encore contenue dans des fichiers plats c'est-à-dire des fichiers textes structurés. Pour les images, il existe une multitude de formats de stockage qui comprennent ou non les données sémantiques.

6.3.2.5. Affichage

L'affichage peut se faire sur différents supports. La plupart du temps, le SIG installé sur une machine fixe est capable de lire un ou plusieurs formats d'images et de manipuler des bases de données afin d'afficher sur l'écran les informations voulues.

6.3.3. Composants du SIG

Un SIG possède cinq composantes principales : le matériel, les données, les utilisateurs, les logiciels et les méthodes (Ould Ahmed Bamba, 2005, Lavenu, 2013) :

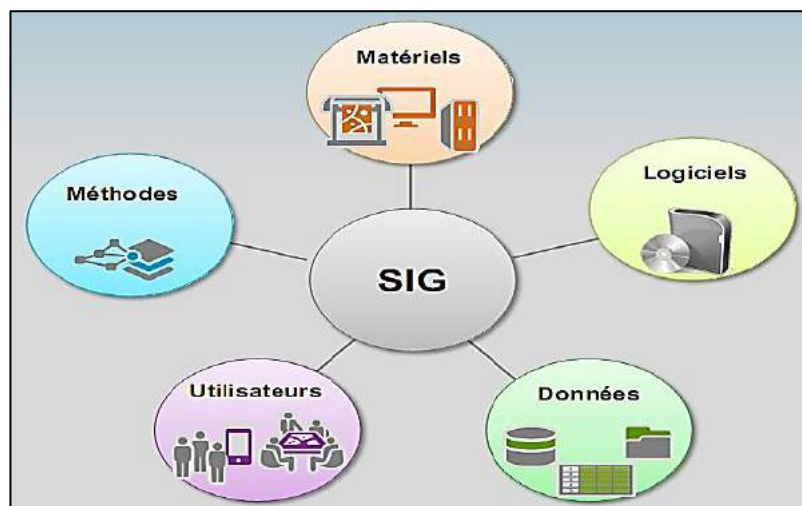


Figure 6. 3. Composants du SIG (Lavenu, 2013).

6.3.2.1. Matériel

L'utilisation d'un SIG requiert l'utilisation d'un ou de plusieurs ordinateurs qu'ils soient autonomes ou en réseaux. De plus, on trouve aujourd'hui de plus en plus de systèmes client-serveur qui proposent des solutions de diffusion de cartes sur le web à partir duquel le client peut directement faire des requêtes.

6.3.2.2. Données

Les données sont indispensables au SIG. Elles peuvent être de trois types : géographiques, attributaires ou métadonnées. Les données géographiques sont des données localisées auxquelles on associe une forme et des paramètres d'affichage (couleur, épaisseur du trait...). Elles peuvent être de type raster ou vecteur. Les données attributaires caractérisent les données géographiques (nom d'une route, nombre d'habitants dans un immeuble localisé, ...).

6.3.2.3. Utilisateurs

Les SIG s'adressent à des utilisateurs très différents (urbanistes, géographes, élus, militaires, commerciaux, informaticiens...) et aujourd'hui, en particulier avec l'apparition des SIG sur Internet n'importe qui peut être amené à utiliser un SIG.

6.3.2.4. Logiciels

Les logiciels font le lien entre les données, le matériel et les utilisateurs. A partir d'une interface graphique, l'utilisateur va interroger une base de données afin de visualiser et d'analyser ces différentes informations.

6.3.2.5. Méthodes

Différentes compétences techniques sont indispensables à la mise en œuvre et à l'exploitation des SIG comme par exemple des connaissances en géodésie, en analyse des données, en sémiologie graphique ou encore en traitement informatique.

6.3.4. Domaines d'utilisations

Le SIG peut être utilisé dans plusieurs domaines comme l'urbanisme, le transport, le secteur de l'énergie...etc. Dans le secteur d'urbanisme, le SIG permet d'étudier tout phénomène urbain, pour accompagner toute action urbanistique et prévoir l'organisation territoriale d'une ville. Il est très utile dans le domaine de l'énergie dans un cadre de préservation des ressources et de renforcement des capacités de production (la gestion de réseaux de gaz et d'électricité, planification et de gestion des ressources énergétiques). L'environnement reste l'un des principaux domaines d'application du Système d'Information Géographique, avec de nombreux exemples d'utilisation (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). Dans le secteur de transport (Routier, marin, ferroviaire...etc.), le SIG permet de gérer, d'analyser et de planifier l'utilisation du réseau. Le SIG est très utilisé dans le domaine militaire ou dans un contexte de sécurité et de défense (Contexte d'opérations et d'interventions, la connaissance du territoire où il est primordial voir déterminant).

6.3.5. Logiciel utilisé : 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 l'ArcMap (faire des cartes, éditer des données et visualiser les résultats de l'analyse), l'ArcCatalog (établir des bases de données de GIS et les organiser selon le type vecteur (points, lignes, polygones) ou raster) et l'ArcToolbox (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 de ces trois applications.

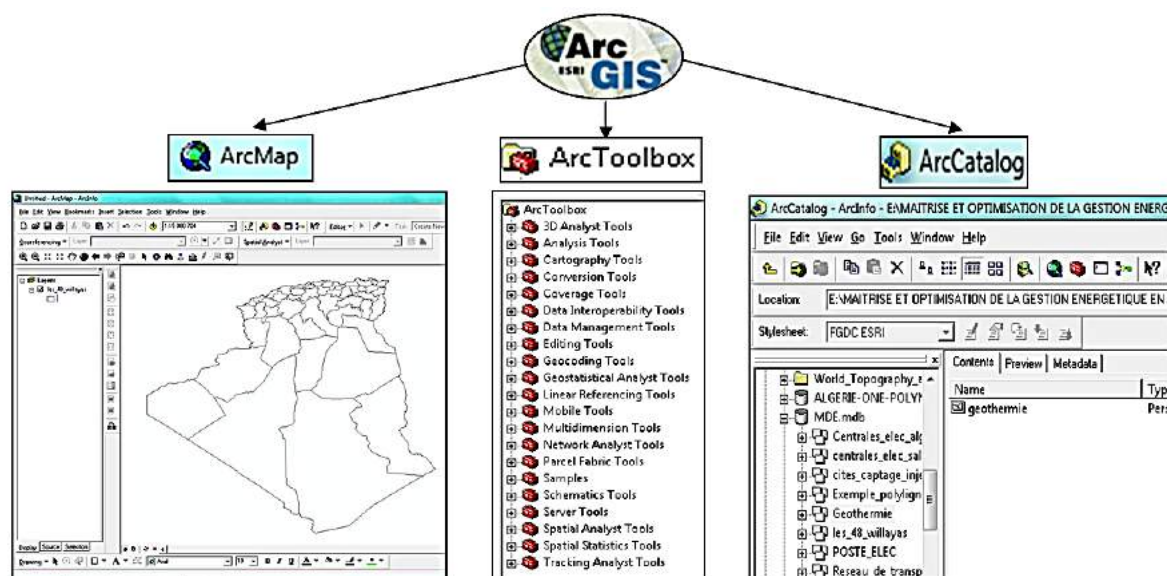


Figure 6. 4. Présentation des applications de l’ArcGIS 9.3.

Le logiciel l’ArcGIS 9.3 est celui que nous avons utilisé dans notre étude. Ce qui nous a permis de mieux présenter les données et visualiser des cartes dans le domaine de la récupération d’énergie.

6.4. Modélisation prospective du secteur électrique en Algérie

6.4.1. Rétrospective du secteur d’électricité

6.4.1.1. Production d’électricité

En Algérie l’électricité est largement produite à partir de gaz (le gaz couvre 97 % de la demande en électricité). La puissance installée du parc national de production d’électricité a atteint 15097 MW en fin 2013 reflétant une croissance de plus de 4% et en hausse de 16% par rapport à 2012. A noter que de 2004 à 2014, la capacité de production d’électricité est passée de 31TWh à 63 TWh, soit un taux d’évolution de 51% en dix ans (ME, 2015).

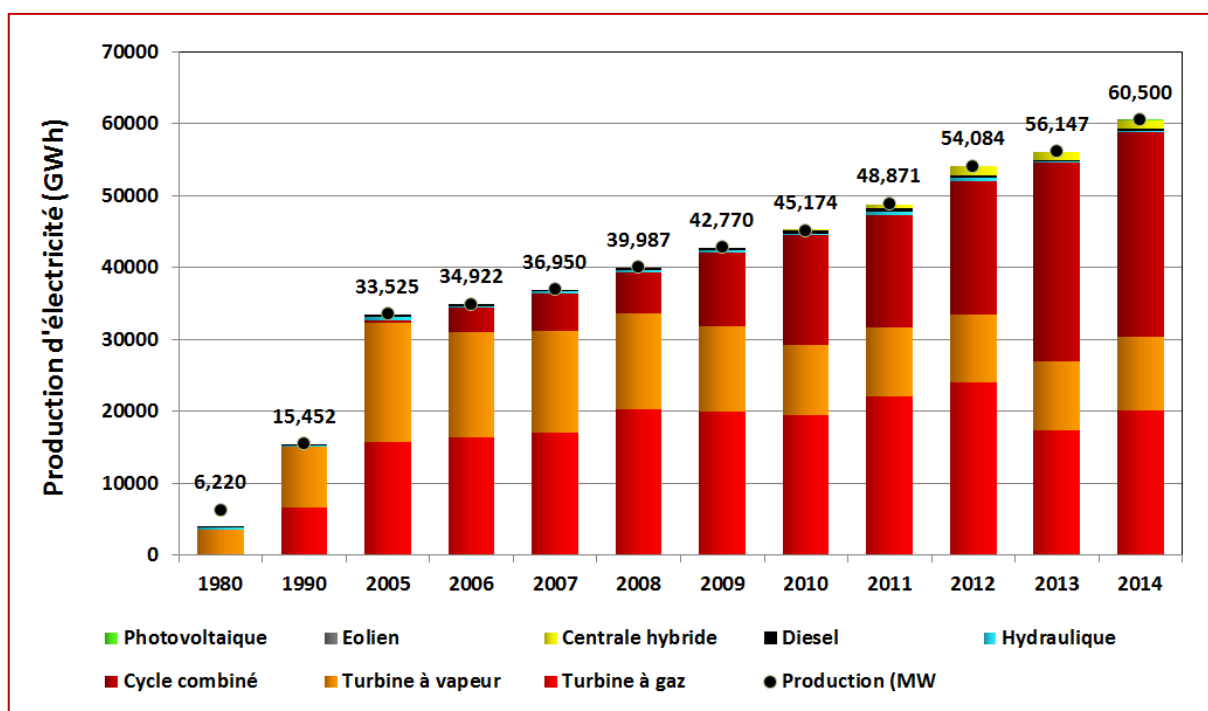


Figure. 6.5. Evolution de l'énergie produite par moyen de production d'électricité (ME, 2015b).

La production nationale d'énergie électrique a atteint 63.987 TWh en 2015, contre 59.802 TWh en 2013, soit une augmentation de 8.2 %. Les 63.987 TWh de d'énergie électrique produite sont répartis comme suit :

Tableau 6.1 : Production d'électricité pour l'année 2014 (ME, 2015b)

Producteurs	Production TWh	Taux %
Sonelgaz (SPE)	25.867	40 %
producteurs indépendants (IPP)	34.378	54%
auto-producteurs	3.742	6%
Total	63.987	100%

La part de Sonelgaz (filiale SPE) dans la production nationale est de 40%, contre 54% pour les producteurs indépendants (IPP) et 6% pour les auto-producteurs. Le parc de production national est constitué des centrales électriques de la Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE) et de Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), ainsi que des sociétés en partenariat, à savoir (ME, 2015c):

- Kahrama Arzew mise en service en 2005 ;

- Shariket Kahraba Skikda « SKS » mise en service en 2006 ;
- Shariket Kahraba Berrouaghia « SKB » (Médéa) mise en service en 2007;
- Shariket Kahraba Hadjret Ennouss « SKH » mise en service en 2009 ;
- SPP1 mise en service en 2010 ;
- Shariket Kahraba Terga « SKT » mise en service en 2012 ;
- Shariket Kahraba de Koudiet Edraouch « SKD » mise en service en 2013.

La production nationale d'électricité fait ressortir la part dominante du cycle combiné (CC), qui représente plus de 50% (ME, 2014b). L'année 2013 a vu la mise en service de 19 centrales électriques totalisant une capacité de 1300 MW. De même 25 autres centrales d'une puissance totale de 7500 MW sont en cours de réalisation. Ces réalisations sont accompagnées d'un programme de développement des réseaux de transport et de distribution de l'électricité (11000 km) et du gaz (6000 km) (ME, 2014b).

6.4.1.2. Transport et distribution d'électricité

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

- Le Réseau Interconnecté National (RIN)
- Le pôle In Salah – Adrar – Timimoune (PIAT)
- Les Réseaux Isolés du Sud (RIS)

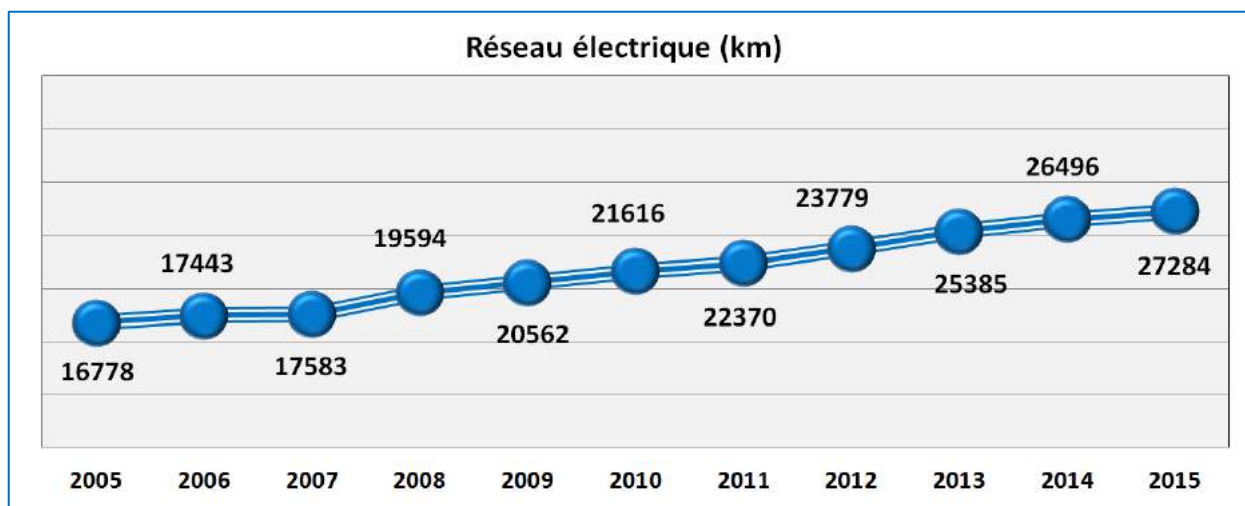


Figure 6.6 : Evolution de la longueur du réseau de transport électrique 2005-2015 (ME, 2015c).

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. La figure suivante présente le réseau électrique national.

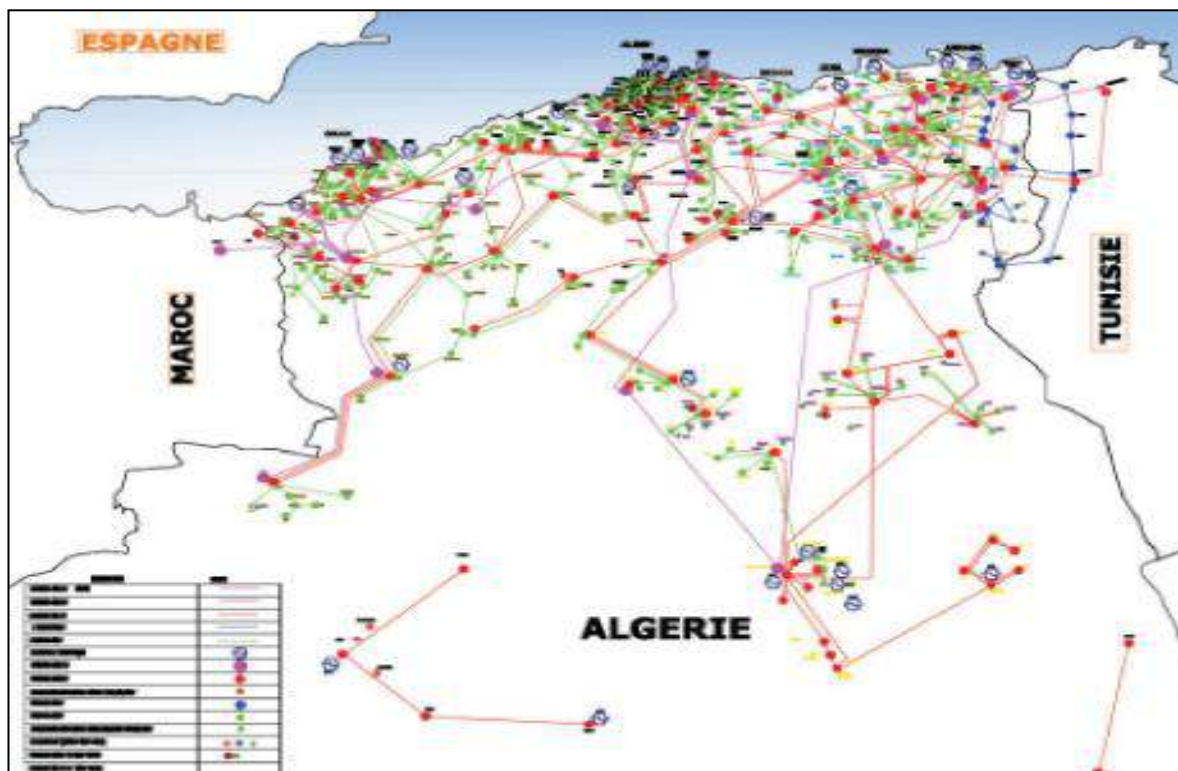


Figure 6.7. Carte de Réseaux Transport de l'énergie électrique (CEEg, 2014).

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 de 27 284 km à fin 2015 soit 10 506 km de réalisé en dix ans (ME, 2015b). Le nombre de nouveaux abonnés raccordés durant l'année 2013 a atteint 319,689 abonnés (tous clients confondus), enregistrant une légère baisse (-2.0%) par rapport aux réalisations de l'année 2012. Le nombre total d'abonnés en électricité a atteint 7.75 millions en fin 2013, portant ainsi le taux d'électrification national à 99.9% (ME, 2014).

6.4.1.3. Interconnexions électriques

Les réseaux de transport sont souvent connectés internationalement. Dans le tableau 6.2, le réseau de transport électrique Algérien est interconnecté via des lignes transnationales aux réseaux électriques Marocain et tunisien.

Tableau 6. 2: 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	Tlemcen	Maroc	Oujda	AC	225	1988
Algérie	HassiAmeur	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)

Le réseau de transport électrique algérien est relié au deux réseau marocain et tunisien visa plusieurs lignes électrique, dont les plus récente sont deux lignes 400 kV. Ces nouvelles interconnexions entre les trois pays confortent les liens traditionnels déjà existants depuis de longue date en matière de coopération dans le domaine de l'énergie électrique. Elle permet également de faciliter les échanges électriques en renforçant davantage la sécurité du système électrique et en sécurisant l'approvisionnement en énergie de ces trois pays. Elles permettent en outre de gérer avec plus d'efficacité les risques liés à l'exploitation des parcs de production et des réseaux de transport de l'électricité et assurent ainsi une meilleure sécurité au réseau Maghrébin (ME, 2015b). Il est prévu des interconnexions du réseau électrique de l'Algérie vers l'Europe, notamment vers l'Espagne et vers l'Italie.

6.4.1.4. Consommation d'électricité

La consommation nationale d'énergie (y compris les pertes) est passée de 51.8 Mtep en 2013 à 55.9 Mtep en 2014, reflétant une hausse de 7.8%. La consommation nationale d'électricité (y compris celle des auto-producteurs et pertes) est passée de 59.8 TWh en 2013 à 64.05 TWh en 2014, soit un accroissement de 8.1% (ME, 2015a). La consommation finale d'électricité s'est élevée en Algérie à environ 10.914 Mtep (45.75 TWh) en 2014 (ME, 2015a). La baisse significative des pertes globales (-0,5 Mtep) est induite notamment par la réduction des pertes sur les réseaux électriques de Sonelgaz. Les pertes d'électricité, estimées à près de 2.6 Mtep, sont dues respectivement aux pertes de distribution (78%), y compris les

pertes non techniques causées par le phénomène de piratage du réseau électrique. Quant aux pertes de transport elles sont évaluées à 22% (ME, 2015a).

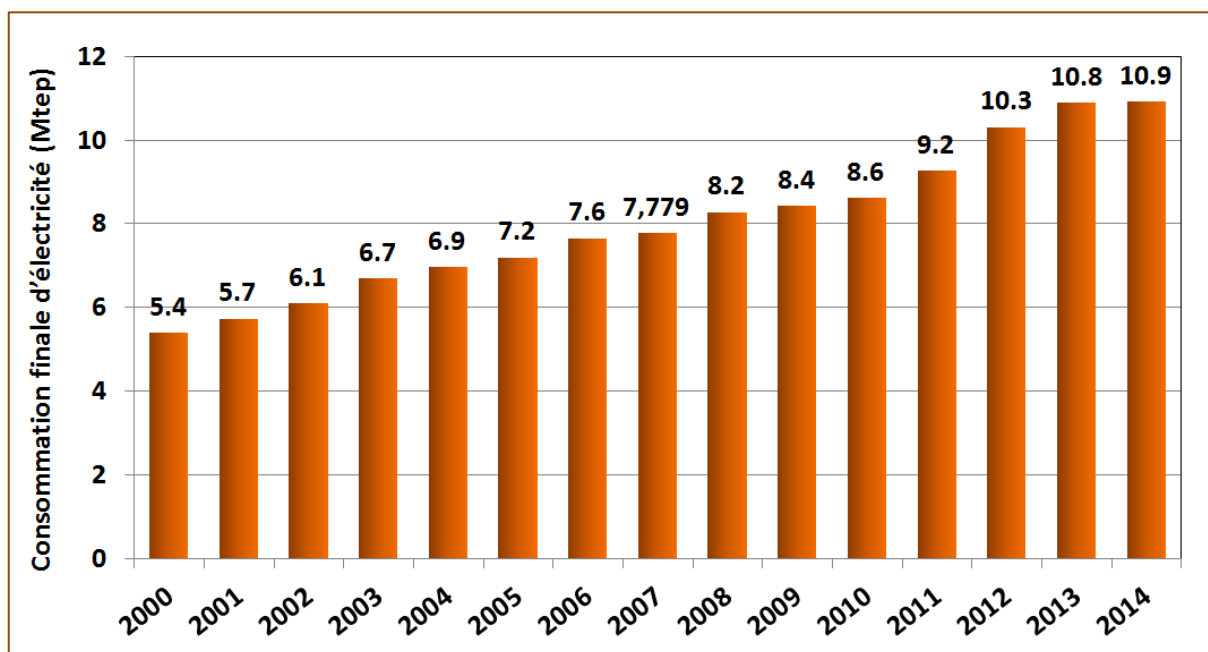


Figure 6.8. Evolution de la consommation finale d'électricité (Mtep) (MEM, 2004-2013 ; ME, 2014-2015).

Le nombre d'abonnés est passé de 1.6 millions en 1980 à plus de 6.8 millions en 2010 et si le taux d'électrification n'était que de 34% en 1970, il dépasse aujourd'hui les 95%. Le tableau 6.20 présente l'évolution des ventes d'électricité par niveau de tension entre 1980 et 2013. L'évolution de la production d'électricité durant cette période a été pratiquement parallèle à celle des consommations.

Tableau 6.3 : Evolution des ventes d'électricité par niveau de tension (SONELGAZ, 2012)

GWh	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Haute tension	1909.2	3234	3694.3	4038.5	4847	5798	7220
Moyenne tension	2073.8	3198	4642.6	5123.6	6538	8367	10201
Basse tension	1471.8	2977	4676.3	6534.5	9376	13149	18383
Total des ventes	5454.8	9409	13013.2	15696.6	20761	27314	35803

La figure suivante présente la répartition de la consommation par secteur en 2014.

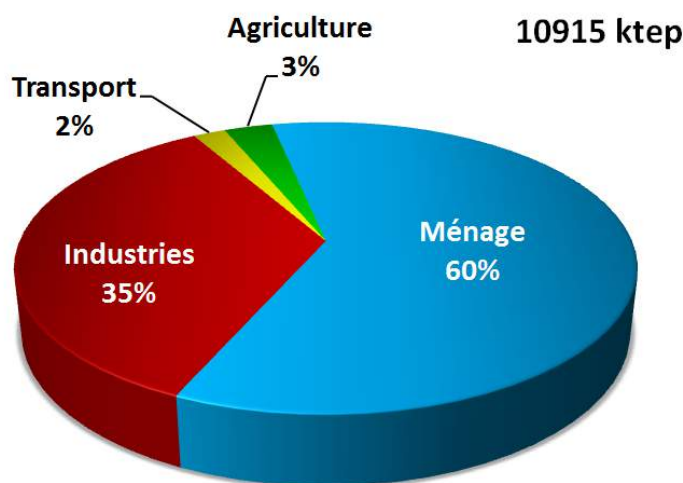


Figure 6.9. Consommation finale d'électricité par secteur en 2014 (ME, 2015b).

Le gros consommateur d'électricité en Algérie est le secteur de ménage avec un pourcentage de 60% et cela est dû à l'augmentation de la population ces dernières années. Le deuxième secteur est l'industrie avec 35% par contre le transport et l'agriculture ne participent ensemble qu'à 5%.

6.5. Analyse prospective du secteur électrique algérien

6.5.1. Production d'électricité

Le plan indicatif décennal des moyens de production de l'électricité 2008-2019 a été élaboré par la CREG qui prévoit les capacités de production à mettre en place sur une période décennale par région (Est, Ouest, Centre et Sud) et par filières selon deux scénarios d'évolution de la demande (moyen et fort). La capacité de production nationale additionnelle en électricité prévue sur la période 2014-2024 devrait être de l'ordre de 28 582 MW (tous réseaux confondus) dont 19 682 MW décidés et 8 900 MW en projet (ME, 2015c).

La capacité de production additionnelle prévue sur la période 2013-2023 s'élève à 35,505 MW dont 21,305 MW sont décidés et 14,200 MW sont en idée de projet (type conventionnel). Les 21,305 MW déjà décidés sont composés de :

- 5 539 MW en énergies renouvelables,
- 14 370 MW en conventionnel pour le réseau interconnecté nord (RIN),

- 50 MW en turbines à gaz pour le pôle In Salah - Adrar - Timimoun (PIAT),
- 421 MW en turbines à gaz et diesel pour les réseaux des réseaux isolés du sud (RIS).
- 925 MW pour la réserve stratégique en mobile.

6.5.1.1. MEDPRO (MEDiterranean PROspects)

Le MEDPRO a présenté dans son rapport, publié en 2012, 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 MEDPRO de saines assises scientifiques pour les futures décisions de politique à la fois au niveau national et à celui de l'UE. Le scénario de référence du MEDPRO qui utilise 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 lequel l'équipe MEDPRO a étroitement coordonné pour élaborer ce scénario de référence.

Les résultats du scénario MEDPRO pour la production d'électricité en Algérie sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 6.6 : Scénario de référence pour la production d'énergie électrique à l'horizon 2030 selon MEDPRO (Hafner et al, 2012).

	2009	2015	2020	2025	2030
Production d'énergie électrique en TWh	42.8	51	71	91	113
Capacité installée 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% et 26% respectivement, la part de pétrole et de l'énergie hydroélectrique reste marginale et ne représente que 2% (Hafner et al, 2012).

6.5.2. Demande en électricité

6.5.2.1. SNAT (Schéma National d'Aménagement du Territoire)

La démarche de prospective territoriale, menée par l'état et élaborée dans le SNAT, a pour but 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 (SNAT, 2010):

- Le scénario 1 « d'équilibre volontariste » dans la lignée d'un étatisme 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.

Les prévisions de la demande pour les deux scénarios d'évolution de la consommation en énergie électrique sur vingt ans sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 6.4 : Prévision de la demande en électricité pour les vingt ans à venir selon le SNAT (SNAT, 2010).

Réseau interconnecté		2008	2009	2010	2015	2020	2025
Puissance (MW)	Scénario moyen	6,925	7,552	8,054	11,432	14,520	19,590
	Scénario fort	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 ci-dessous.

6.6. Prospective énergétique 2045

Dans une problématique énergétique marquée par des contraintes environnementales et de disponibilité des ressources primaires croissantes, le potentiel d'ajustement offert par les

technologies fait partie des leviers les plus prometteurs sur le long terme. Les modèles de prospective énergétique constituent alors des supports précieux à l'analyse chiffrée de scénarios énergétiques alternatifs (Assoumou, 2006). Le modèle utilisé dans notre étude est le modèle autonome.

6.6.1. 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 pour faire la projection de la demande énergétique en Algérie à l'horizon 2045. Ce type de modèles met 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 :

$$E_t = E_0 (1 + \alpha)^t \quad (6.1)$$

Où E_t : Consommation observée de l'année t ,

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

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

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

6.6.2. Construction de scénario

Pour étudier l'impact de la récupération d'énergie en Algérie à moyen et long terme, nous avons élaboré deux scénarios, un scénario tendanciel et un scénario volontariste. Ces scénarios suggèrent que de nombreuses unités de production d'électricité en Algérie fonctionnant en cycle classique pouvaient être source de production supplémentaire d'énergie, gisement potentiel très important actuellement totalement inexploité évalué à plusieurs

dizaines de TWh. et ce intégrant la cogénération de type cycle combiné, la récupération et la valorisation du CO₂ et des déchets pour produire également de l'électricité et du carburant.

6.6.2.1. Scénario tendanciel ou de référence (Scénario sans récupération)

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 présenté et analysé dans ce chapitre fournit une image cohérente de l'évolution de la production d'électricité du parc algérien à l'horizon 2045, 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.

6.6.2.2. Scénario volontariste (Scénario avec récupération)

Contrairement au scénario tendanciel, le scénario volontariste propose des actions de maîtrise d'énergie en matière de récupération d'énergie et d'efficacité sur les diverses composantes des systèmes énergétiques modélisés, telles que l'intégration de la cogénération de type cycle combiné dans le secteur de production d'électricité, la récupération et valorisation du CO₂ et de déchets solides urbains.

6.7. Résultats et interprétations

Pour conclure la décarbonisation du système énergétique algérien s'articule autour de deux leviers d'action:

- L'efficacité énergétique qui permet d'augmenter la production d'énergie, de réduire la consommation en matière première et d'éviter les émissions de gaz à effet de serre par la récupération d'énergie (cogénération) ;
- Les énergies renouvelables qui permettent de produire de l'énergie sous forme de matière comme le méthanol (récupération et valorisation du CO₂) et le biogaz (Récupération et valorisation de déchets).

Les Figures ci-dessous montrent la contribution de ces deux leviers dans la décarbonisation du système énergétique sous ses différentes formes (électricité et carburant). On peut y voir les émissions de l'Algérie en 2045 dues au secteur énergétique et les émissions évitées par rapport au scénario tendanciel grâce à la récupération d'énergie. On peut remarquer que la production de l'électricité se fait principalement grâce à la cogénération tandis que celle des carburants s'articule principalement autour de la conversion du CO₂ et la récupération des déchets.

6.7.1. Récupération de l'énergie

Si la consommation d'électricité augmente dans l'ensemble des scénarios, elle doit être associée à la décarbonisation du mix de production et cette décarbonisation peut se faire au travers des trois options technologiques mentionnées précédemment.

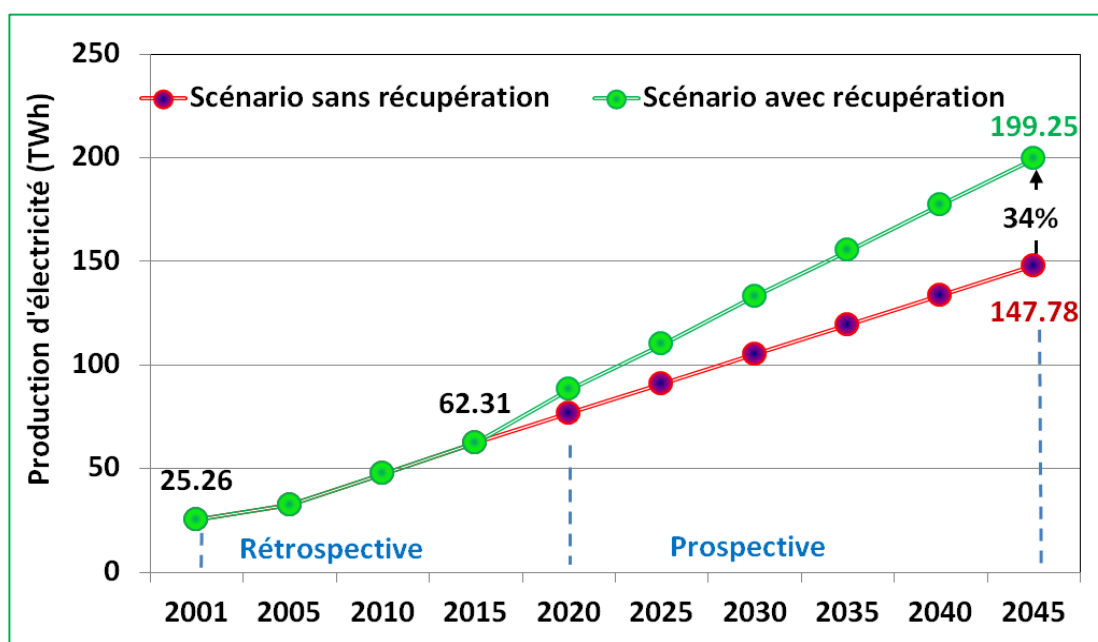


Figure 6.10. Evolution de la production d'électricité à l'horizon 2045.

La figure ci-dessus représente la projection de la production d'électricité en Algérie selon deux scénarios à l'horizon 2045. Selon le scénario tendanciel, une partie d'électricité est produite aux niveaux des centrales thermiques classiques à cycle simple. La production d'électricité selon ce scénario augmentera de 62.31 TWh en 2015 à 147.78TWh en 2045. Avec la récupération d'énergie, la production atteindra les 199.25 TWh en 2045 et qui représente un gain en électricité de 34% par rapport au scénario tendanciel. A titre d'indication les déchets solides urbains ne participent qu'à 7.66TWh d'électricité dans le potentiel global de la récupération d'énergie.

6.7.2. Impact environnemental

Le calcul du contenu en carbone de l'électricité constitue un enjeu important pour l'évaluation des actions dans la lutte contre le changement climatique. L'utilisation de ce facteur d'émission de l'électricité dans la modélisation permettra de rendre compte de l'impact en termes d'effet de serre des projets visant à encourager des actions de Maîtrise de l'Energie (MDE).

Suite à la réduction de la consommation de gaz naturel dans le secteur de production d'électricité, avec l'intégration de la cogénération, la conversion du CO₂ en méthanol et la récupération et la valorisation de déchets (biogaz), nous observerons ainsi une diminution des émissions de CO₂. La figure suivante représente l'évolution de l'effort de baisse des émissions réalisé jusqu'à l'horizon 2045.

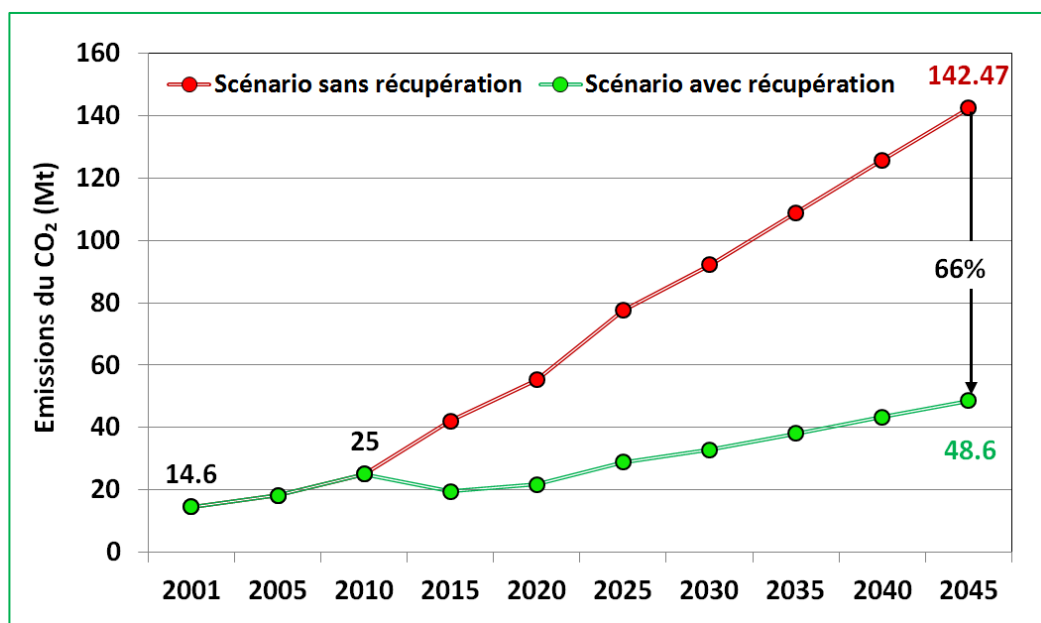


Figure 6. 11. Evolution des émissions de CO₂

Le scénario de référence (Scénario sans récupération) montre que les émissions de CO₂ affichent une augmentation jusqu'en 2045. On constate ainsi un accroissement d'environ 100 Mt des émissions en 2045 par rapport au niveau de 2015. Il s'en est suivi une augmentation progressive des émissions pour atteindre 142.47 MtCO₂.

Pour le deuxième scénario, les émissions vont croître légèrement et elles passeront de 25 Mt en 2015 à 48.6 Mt en 2045. Au-delà de 2015, la différence entre les deux scénarios se creuse et atteindrait 48.6 Mt en 2025 et 94 Mt en 2045. Ce sont essentiellement la

cogénération de type cycle combiné et la valorisation des déchets et du CO₂ qui ont contribué à la réduction des émissions totales de CO₂.

Concernant le secteur électrique, la valorisation des déchets et du CO₂ dans la production d'électricité, l'amélioration de l'efficacité globale du secteur par rapport au scénario de référence, explique aussi les réductions indiquées dans la figure ci-dessus, allant de 53% en 2015 à environ 66% en 2045. La réduction plus significative observée à l'horizon 2045 est le résultat d'une hausse de la part de la cogénération dans la production d'électricité et le captage et conversion du CO₂, et d'un moindre recours à la récupération et valorisation des déchets.

6.7.3. Impact économique

L'intégration de la cogénération de type cycle combiné dans le parc national et la récupération et la valorisation des déchets et du CO₂ se reflètent par l'économie en matière première et la réduction des émissions du CO₂. Les projections de prix du gaz (2020, 2025, 2030 et 2035) sont celles du scénario « Current Policies » présenté dans le World Energy Outlook 2013, secteur Europe (AIE, 2013). La valeur de 2040 et 2045 respecte une évolution tendancielle basée sur les années 2010 à 2035. Sur la base de ce scénario, le gain économique est représenté sur la figure suivante:

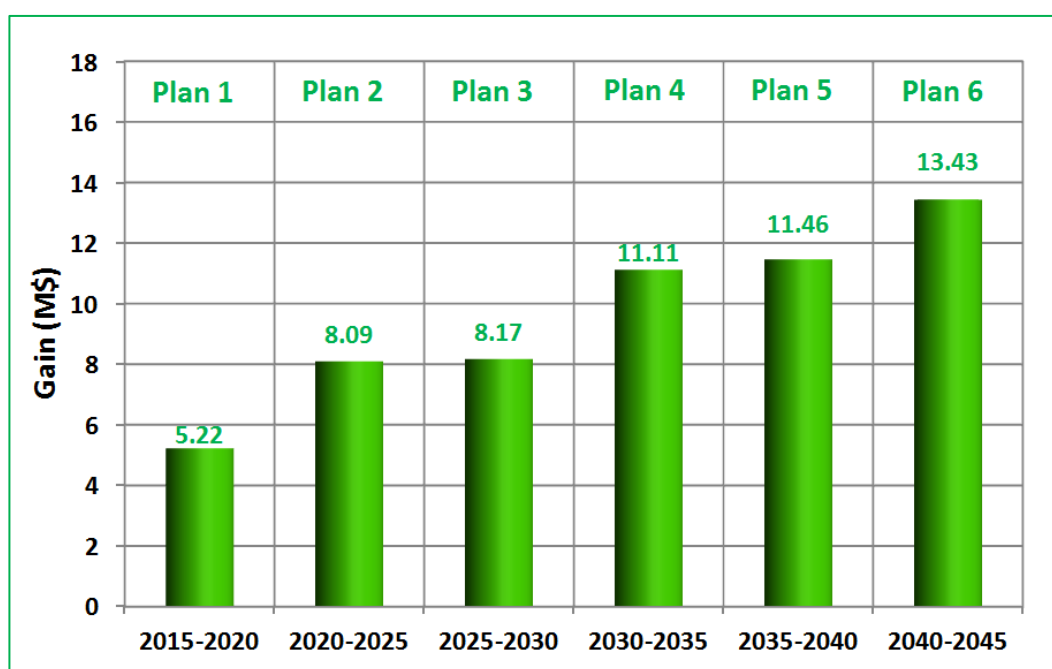


Figure 6. 12. Répartition du gain économique pour chaque plan.

La récupération de l'énergie a permis de réduire la consommation en matières premières, ce qui explique la réduction du coût de production de l'électricité. Le gain économique passera de 5.22 M\$ du plan 1 à 13.43 M\$ du plan 6. Entre les plans (2 et 3) et (4 et 5) le gain évoluera légèrement, par contre l'évolution du gain présente une augmentation d'environ 3 M\$ entre les plans (1 et 2), (3 et 4) et (5 et 6). Le scénario volontariste élaboré dans notre étude présentera une image future du secteur électrique avec l'adaptation de la récupération d'énergie comme solution à moyen et long terme.

6.8. Conclusion

Ce chapitre présente un aperçu sur les modèles de prospective énergétique ainsi qu'une analyse sur les principaux exercices de prospectives réalisés au niveau international et national. Il a été clôturé par un exercice de modélisation pour l'Algérie à l'horizon 2045. Deux scénarios énergétiques ont été élaborés, le scénario tendanciel et le scénario volontariste, qui ont permis d'analyser la production d'énergie, la consommation en matières premières dans le secteur de transformation et de production d'électricité et les émissions de CO₂. La récupération d'énergie a permis de produire 199.25 TWh en 2045 et qui représente un gain en électricité de 34% par rapport au scénario tendanciel. Une réduction des émissions de CO₂ est très remarquable à l'horizon 2045, elle est évaluée à 94.63 Mt de CO₂. En terme d'économie, un gain de 13.43 M\$ sera réalisé en 2045.

Cette étude prospective constitue un approfondissement de l'analyse, souvent nécessaire à la compréhension des politiques énergétiques. En outre, ce chapitre montre que l'Algérie doit faire face à plusieurs défis dans le futur. Elle doit surtout revoir sa politique de création d'énergie dans sa globalité et prendre conscience de ses possibilités de récupération et d'économies d'énergie en faisant recours à la cogénération de type cycle combiné (rendement 52%) et à la récupération et valorisation des déchets et du CO₂, ainsi qu'à la réflexion sur la mise en œuvre d'énergies nouvelles renouvelables.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Les combustibles fossiles sont largement responsables de la production de CO₂ relargué dans l'atmosphère, et du changement induit sur le climat. Les énergies renouvelables représentent une solution à ce problème. Cependant, seules, elles n'arriveront pas à répondre à nos besoins futurs en énergie et à remplacer les ressources fossiles. La constatation de pertes considérables d'énergie a poussé la recherche à découvrir des solutions alternatives pour les récupérer. Parmi ces découvertes, la récupération des gaz échappements au niveau des centrales électriques (cogénération, valorisation énergétique des déchets et le captage et conversion du CO₂ qui permet de le convertir en carburant comme le méthanol. La récupération d'énergie peut s'avérer utile dans le développement de toutes les applications (industrie, environnement, transport, habitat,...). Elle bénéficie de plus d'une image positive liée à son adéquation avec le développement durable. Elle n'en est à l'heure actuelle qu'à ses prémices, mais devrait progresser dans un futur proche vu le nombre d'applications possibles.

Le panorama qui vient d'être dressé dans le premier chapitre permet de bien mettre en exergue toute l'importance de la récupération d'énergie sur le plan économique, énergétique et environnemental en Algérie. Le secteur énergétique renferme une part importante de gisements ce qui incite les acteurs du secteur à mettre en place des politiques énergétiques et environnementales. Le recours à la modélisation prospective s'avère ainsi pertinent afin de mesurer l'apport de la récupération d'énergie dans les engagements pris par l'Algérie en matière de consommations énergétiques et d'émissions de CO₂.

Pour le deuxième chapitre, l'étude d'état de l'art a été faite sur des nombreuses formes d'énergie qui sont disponibles dans notre environnement et sont potentiellement récupérables (la récupération d'énergie mécanique issue des vibrations, la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement par le biais de la cogénération, la technologie « CSC » le captage et stockage du CO₂, etc.). L'exploitation de telles formes d'énergie permettra de préserver les ressources du pays tout en diminuant sensiblement la quantité de gaz à effet de serre émise dans l'atmosphère. L'Algérie possède un gisement important d'énergie perdu, la récupération de cette énergie est une solution qui peut apporter beaucoup de bénéfices soit en termes énergie, économie, environnement. etc.

Dans le troisième chapitre, une analyse sur le développement de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier à l'horizon du temps (2015-2045) a été réalisée. L'intégration du méthanol 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 termes des émissions de CO₂, d'autre part. La part des véhicules au méthanol 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 16.92 Mtep en 2020 et 40.03 Mtep en 2045 de carburants fossiles; cette évolution est essentiellement due à la croissance rapide du parc automobile qui atteindra environ 20 millions véhicule en 2045. Avec l'intégration du méthanol dans le parc, ses consommations de carburants fossile sont réduites à 15.73 Mtep en 2020 et 10.53 Mtep en 2045. Le transport routier est à l'origine de l'émission de 83 Mt de CO₂ en 2025 et 160 Mt de CO₂ en 2045 dans le cas des carburants fossiles; c'est le secteur qui connaît la croissance « naturelle » la plus élevée sans aucune intervention. Les orientations inscrites dans le deuxième cas (véhicule au méthanol) permettent de réduire les émissions du secteur en 70 Mt de CO₂ en 2045. Cette réduction est obtenue principalement par la croissance du taux de pénétration de véhicule au méthanol dans le marché national.

Dans le quatrième chapitre, la mise en place de la technologie cogénération dans le secteur de production d'électricité, conduira à une forte variation du mix énergétique final est constatée à moyen et long terme. L'électricité produite de 59.56 TWh en 2013 passera à 147.7 TWh en 2045 selon le scénario de référence. Cependant elle deviendra 191.5 TWh avec notamment la cogénération jusqu'à l'horizon 2045. On a ainsi une augmentation d'environ 30% de la production d'électricité par rapport au scénario volontariste 1 sans cogénération en 2045. La récupération et la conversion du CO₂ adoptée dans le scénario volontariste 2 se traduit par un gain en matière qui passera de 15.52 Mtep en 2015 à 55.2 Mtep en 2045 avec un taux de croissance moyen de 4.3% par an. L'économie en combustible progressera légèrement avec l'augmentation du taux d'intégration de la technologie cycle combiné dans le parc. Elle évoluera de 79 en 2015 à 83% en 2045. L'intégration de la cogénération de type cycle combiné entraînerait une baisse importante des émissions de CO₂ par rapport à la situation de référence. Cette réduction serait de 37 et 90 Mt selon les deux scénarios volontaristes 1 et 2, le dernier scénario assurant la réduction la plus forte. Il permettra une

diminution de 63% et 50 % de ces émissions par rapport au premier et deuxième scénario respectivement et de produire du méthanol. L'amélioration du rendement électrique par le biais de la cogénération de type cycle combiné permettra des gains allant de 5.2 M\$ sur le plan 1 (2015-2020) à 13.3 M\$ pour le plan 6 (2040-2045). Les deux technologies adoptées pour le scénario volontariste 2 vont jouer à moyen et long terme un rôle important en terme énergie, climat et économie.

Pour le cinquième chapitre, une connaissance des différentes catégories de déchets, en termes quantitatifs, constitue une étape majeure dans l'atténuation des impacts environnementaux et sanitaires, dans la contribution à la réduction d'émission de gaz à effet de serre (GES) par rapport aux conditions actuelles de traitement des déchets organiques et dans la planification de la logistique et de l'économie de la gestion. L'évaluation des gisements des fractions valorisables participe également des stratégies d'autofinancement et de pérennisation des actions de traitement. La méthodologie d'évaluation des déchets organiques, proposée dans le cadre de ce travail pour le cas de l'Algérie, se veut une approximation par défaut qui permet de conclure à des gisements autrement plus importants que les valeurs estimatives obtenues.

Les résultats de la présente étude mettent en avant les intérêts réels de la valorisation énergétiques des déchets. En Algérie, le potentiel des ressources pour la production de biogaz brut issu des déchets solides urbains s'élève au minimum à 1,58 Mtep/an, sans tenir compte des contraintes de rentabilité des installations. L'estimation des capacités de production maximales à partir du parc existant aboutit à un potentiel de 3,45 Mtep de biogaz par an à l'horizon 2045. L'analyse du flux des matériaux dans le secteur des déchets a montré que l'Algérie dispose dans ce domaine d'un potentiel théorique de 3,5 TWh/an. Les potentiels représentés dans ce secteur doivent toutefois être pris en considération différemment, en raison de leur composition matérielle et de la production souvent saisonnière. La fraction des déchets ménagers organiques représente le plus grand potentiel non exploité dans le secteur des déchets sachant que ce flux de matières ne fait nulle part l'objet d'une utilisation matérielle et/ou énergétique en Algérie. Étant donné que les zones urbaines de l'étendue prise en compte pour le bilan présentent sur toute l'année une production du flux de matières

souvent constante et que les systèmes de collecte sont la plupart du temps déjà implantés, la séparation, le tri et l'utilisation de ce flux de matières sont assurées dans ces zones.

Le dernier chapitre présente une aperçues sur les modèles de prospective énergétique. En suite une analyse sur les principaux exercices de prospectives réalisée au niveau international et national. Et on a fini par un exercice de modélisation pour l'Algérie à l'horizon 2045. Deux scénarios énergétiques ont été élaborés, le scénario tendanciel et le scénario volontariste, qui ont permis d'analyser la production d'énergie, la consommation en matières premières dans le secteur de transformation et production d'électricité et les émissions du CO₂. La récupération d'énergie a permis de produire 199,25 TWh en 2045 et qui représente un gain en électricité de 34% par rapport au scénario tendanciel. Une réduction des émissions du CO₂ est très remarquable à l'horizon 2045, elle est évaluée à 94,63 Mt de CO₂. Cette étude prospective 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 de la récupération et d'économies d'énergie. Tels que le recours à la cogénération de type cycle combiné (rendement 52%) et la récupération et valorisation des déchets et du CO₂, ainsi que la réflexion sur la mise en œuvre d'énergies nouvelles renouvelables. En terme d'économie, un gain de 13.43 M\$ sera réalisé en 2045.

Bibliographie

Bibliographie

- ADEME et BRGM**, 2012. Principes de fonctionnement et usages de la géothermie. www.enr.fr.
- ADEME**, 2009. Etude Biogaz Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant.
- ADEME**, 2010a, Panorama des voies de valorisation du CO₂, Document final, Juin 2010.
- ADEME**, 2010b, Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement.
- ADEME**, 2012a. L'exercice de prospective de l'ADEME : Vision 2030-2050. Document technique.
- ADEME**, 2012b. Déchets - Edition 2012 - Chiffres clés. s.l. ADEME Éditions 2012. p. 50.
- ADEME**, 2014 a. Bilan carbone.
- ADEME**, 2014b. Méthanisation. Fiche technique. www.ademe.fr
- ADEME**, 2014c. Chemical Conversion of CO₂ Overview, Quantification of Energy and environmental Benefits and Economic Evaluation of three Chemical Routes. <www.ademe.fr> (accessed 2014).
- AFH2**, 2014. Mémento de l'Hydrogène, Fiche 1.2 ; révisée en septembre 2014. Les données de base physico-chimiques sur l'hydrogène.
- Ahmed Seddik**. B, 2012. Systèmes de récupération de l'énergie vibratoire large bande. Thèse de L'Université de Grenoble.
- AIE**, 2014a. World Energy Outlook 2014. www.worldenergyoutlook.org
- AIE**, 2015a. World Energy Outlook 2015. www.worldenergyoutlook.org
- AIE**, 2009. Cogeneration and District Energy : Sustainable Energy Technologies for today...and Tomorrow. OECD/IEA Publications, Paris www.iea.org/about/copyright.asp
- AIE**, 2011. Co-generation and Renewables: Solutions for a low-carbon energy future OECD/IEA Publications, Paris www.iea.org/about/copyright.asp
- AIE**, 2012a. Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas (Paris: OECD/IEA).
- AIE**, 2012b. Medium-Term Gas Market Report (Paris: OECD/IEA).
- AIE**, 2009. Key World Energy Statistics 2009. OECD/IEA, Paris.
- AIE**, 2014b. CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights. IEA Publications, Paris, France, <http://www.iea.org> .
- AIE**, 2015b. CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights. IEA Publications, Paris, France, <http://www.iea.org>

- Akbi.** A, 2015. Le potentiel algérien en bioénergie. Colloque sur : Les politiques d'utilisation des ressources énergétiques : entre les exigences du développement national et la sécurité des besoins internationaux.
- AMI** (American methanol institute), 2000. Beyond the Internal Combustion Engine. <www.methanol.org>.
- AND**, 2010. <http://and.dz/indicateurs-dechets-en-algerie> consulté en 2015
- AND**, 2014. Indicateurs et chiffres. Disponible sur : <https://and.dz/indicateurs>
- AND**, 2015. La lettre de l'agence nationale des déchets. www.and.dz
- Andress**, D., Nguyen, T.D., Das, S., 2011. Review reducing GHG emissions in the United States' transportation sector. J. Energy Sust. Dev. 15, 117–136.
- APRUE**, 2015. Consommation énergétique du secteur des transports « bilan et perspectives ».
- Aresta**, M., Dibenedetto, A., Angelini, A., 2013. The changing paradigm in CO₂ utilization. J. CO₂ Util. 34, 65–73.
- ARI**. Optimization of CO₂ Storage in CO₂ Enhanced Oil Recovery Projects. 2010.
- Arroyo.** E, 2006. Récupération d'énergie à partir des vibrations ambiantes Dispositif électromagnétique et circuit électronique d'extraction synchrone. Thèse de L'Université de Grenoble.
- Asinger**, F., 1986. Methanol—Chemie—und Energierohstoff. Springer, Heidelberg.
- Assoumou** E., 2006. Modélisation MARKAL pour la Planification Energétique Long Terme dans le Contexte Français, thèse de Doctorat, l'Ecole des Mines de Paris, 2006.
- Badel.** A, 2008. Récupération d'énergie et contrôle vibratoire par éléments piézoélectriques suivant une approche non linéaire. Thèse de Doctorat de l'Université de Savoie
- Banque mondiale**, 2016. <http://www.banquemondiale.org/fr/country/algeria/overview>
- Bedoy.** G, Radanne. P, 2013. Note de décryptage - Bilan de la 18^{ième} session de négociations climatiques - Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques [en ligne]. S.I. Institut de la Francophonie pour le Développement Durable (IFDD). [Consulté en 2016]. Disponible à l'adresse : www.ifdd.francophonie.org/media/docs/publications/551_NDDpost-Doha.pdf.
- Belaid**, F., Abderrahmani, F., 2013. Electricity consumption and economic growth in Algeria: a multi variate causality analysis in the presence of structural change. J. Energy Policy 55, 286–295.
- Berger**, G. (1956) L'avenir des sciences de l'homme, La Nef, 13^{ème} année, nouvelle série, 13 : Condition de l'homme, Paris, Julliard, pp. 215-224
- Bertau**, M., Offermanns, H., Plass, L., Schmidt, F., Wernicke, H-J., 2014. Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-39709-7_1.

- Bockris, J.O'M.**, 2011. Is methanol using CO₂ from the atmosphere a new fuel to replace gasoline? *Smart GridRenew. Energy* 2, 152–157.
- Bolliger .R**, 2010. Méthodologie de la synthèse des systèmes énergétiques Industriels. Thèse de Doctorat de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
- Boretti, A.**, 2013. Technical communication renewable hydrogen to recycle CO₂ to methanol. *Int. J. Hydrogen Energy* 38, 1806–1812.
- Bouallou, C.**, Van-Dal, É.S., 2013. Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation. *J. CleanerProd.* 57, 38–45.
- Boudellal**, 2013, Cogénération et micro-cogénération Solutions pour améliorer l'efficacité énergétique, 2e édition, Dunod, Paris, 2013
- BoudgheneStambouli, A.**, Khiat, Z., Flazi, S., Kitamura, Y., 2012. A review on the renewable energy development in Algeria: current perspective, energy scenario and sustainability issues. *J. Renew. Sust. EnergyRev.* 16, 4445–4460.
- Boughdaoui, M.**, Chikhi, S., Deriassa, N., Kerbach, R., Joumard, R., 2009. Caractérisation du parc de véhicule Algérien et son usage. Actes, ENP ed, Alger, pp. 201–208.
- Boulanger. P-M**, Bréchet. T, 2003. Une analyse comparative des classes de modèles : modélisation et aide à la décision pour un développement durable.
- Bourdin. V**, 2010. Introduction aux systèmes de cogénération et rappels d'énergétique et d'exergétique. Université d'Evry – LP3ER – Cogénérations
- Bourersa. M**, 1996. Perspectives de production d'énergie électrique par cogénération en Algérie en vue de la réduction des coûts. 1ères journées nationales sur le traitement, le stockage, le transport et la distribution des hydrocarbures.
- Bourguignon. D**, 2015. Valorisation énergétique des déchets Opportunités et défis ; Briefing. EPRS | Service de recherche du Parlement européen
- BP**, 2012. BP Statistical Review of World Energy June 2012 (London: British Petroleum).
- BP**, 2014. Statistical Review of World Energy June 2014. <http://www.bp.com/statisticalreview> (consulté en 2015).
- BP**, 2015. BP Statistical Review of World Energy June 2015. www.bp.com/statisticalreview
- BRGM**. Identification de sites miniers favorables pour la carbonatation minérale ex-situ du CO₂. 2011.
- Brunel. H**, 2005. Etat de l'art des systèmes d'information géographique
- Campan. F**, 2007. Le traitement et la gestion des déchets ménagers à La Réunion : Approche géographique. Geography. Université de la Reun
- CDER**, 2011. Renewable Energy and Energy Efficiency Program. Portail des énergies renouvelables. www.cder.dz (consulté en 2014).
- CDER**, 2014a. <http://portail.cder.dz/spip.php?article4255> (consulté en 2014).

- CDER**, 2014b. La production d'énergie primaire en Algérie reste dominée par le gaz. Extrait du portail Algérien des énergies renouvelables. <http://portail.cder.dz/spip.php?article4158>
- CDER**, 2016. Ce qui a marqué le renouvelable en 2015. Extrait du portail Algérien des énergies renouvelables. <http://portail.cder.dz/spip.php?article5073>
- CDER**, 2014c. L'Algérie vise le recyclage de 40% des déchets en 2016. Extrait du Portail Algérien des énergies renouvelables. <http://portail.cder.dz/spip.php?article4191>
- CDER**, 2015. Le SIG au service de la gestion des déchets. Extrait du Portail Algérien des énergies renouvelables. <http://portail.cder.dz/spip.php?article4838>
- CEA**, 2013. Mémento sur l'Énergie édition 2013. http://www.cea.fr/le_cea/publications/autres_ouvrages
- CEEG**, 2014. Production d'électricité d'origine renouvelable (Projets réalisés) Octobre 2014
- Centi**, G., Perathoner, S., 2009. Opportunities and prospects in the chemical recycling of carbon dioxide to fuels. J. Catal. Today 148, 191–205.
- CETE Méditerranée**, 2009. État de l'art des techniques de récupération des énergies renouvelables marines.
- CETE Méditerranée**, 2011. Méditerranée Agence Languedoc Roussillon Mars 2011
- Cenusa**. V-E, 2004. Contribution à l'amélioration du couplage thermodynamique entre l'installation de la turbine à gaz et l'installation de la turbine à vapeur dans les centrales électriques à cycles combinés gaz/vapeur. Thèse Doctorat de l'Université Politehnica de Bucarest.
- CGDD**, 2015. Les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie dans le monde en 2012. Chiffres & statistiques n° 595 janvier 2015, www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr (Décembre 2015).
- Chambron, N. (Air Liquide)**. La capture du CO₂. 2011.
- Cheniti**. H, 2014. La gestion des déchets urbains solides : cas de la ville d'Annaba. Thèse Doctorat de l'Université d'Annaba
- Chennault**, K-A, 2008. Powering MEMS portable devices—a review of non-regenerative and regenerative power supply systems with special emphasis on piezoelectric energy harvesting systems, Smart Mater. Struct. 2008.
- Clarke**, Energy Algérie, 2008. Cogénération : production efficace d'électricité à partir de gaz naturel, biogaz et gaz de torche. www.clarke-energy.com
- CLIP**, 1996. Etude prospective du potentiel de déchets mobilisables à des fins énergétiques en France à l'horizon 2020. Les cahiers du CLIP - N°5 - Juillet 1996
- CLIP**, 2004, Cogénération et émissions de CO₂: Impact de la pénétration de la cogénération décentralisée de faible puissance sur les émissions de CO₂ en France, Les Cahiers du CLIP N° 15 - Janvier 2004

- Club biogaz-ATEE** (Association Technique Energie Environnement), 2014. Le biogaz, une énergie renouvelable multiforme, stratégique dans la transition. Livre blanc du biogaz – Club biogaz, www.biogaz.atee.fr
- Club biogaz-ATEE** (Association Technique Energie Environnement), 2011. Guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation. www.biogaz.atee.fr
- CRI**, 2012. **Carbon Recycling International**. Technology. Carbon Recycling. [En ligne] 2012. http://www.carbonrecycling.is/index.php?option=com_content&view=article&id=3&Itemid=2&lang=en.
- CRI**, 2013. Carbon Recycling. [En ligne] 2013.
- Dandres**. T, 2012. Développement d'une méthode d'analyse du cycle de vie conséquentielle prospective macroscopique : évaluation d'une politique de bioénergie dans l'union européenne à l'horizon 2025. Thèse de Doctorat, Université de Montréal.
- Dang**. T-T, 2013. Optimisation de l'ensemble convertisseur-générateur-commande intègre _a un système de micro-cogénération thermo-mécano-électrique. Electronics. Thèse Doctorat de l'Ecole normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, French.
- Departe**. A, 2010. Étude prospective sur la seconde génération de biocarburants. Les Cahiers de la DG Trésor – n° 2010-03 – Septembre 2010.
- Descieux**. D, 2007. Modélisation et comparaison thermo-énergétique de systèmes de cogénération. Thèse de Doctorat Université Henri Poincaré, Nancy I.
- DG Trésor**, 2013. Les énergies renouvelables en Algérie : chiffres clefs. Service Économique Régional d'Alger. publications des services économiques p1, Novembre 2013
- DG Trésor**, 2014. Le secteur de l'eau en Algérie. Service Économique Régional d'Alger. publications des services économiques p1, Novembre 2013
- DGEC**, 2011. Pétrole, gaz, énergies décarbonées - Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2011.
- Dii-eumena**, 2011. Country Focus Algeria. www.dii-eumena.com (consulté en 2014).
- Dinca**. C– F, 2006. Environnementale et technico-économique du cycle de vie de la combustion du gaz naturel et propositions d'améliorations techniques. Thèse de l'École Doctorale de Chimie de Lyon
- Djemaci**. B, 2012. La gestion des déchets municipaux en Algérie : Analyse prospective et éléments d'efficacité. Thèse Doctorat de l'Université de Rouen
- DotyEnergy**, 2012. Overview of the Energy Challenge, and the Science and Engineering of WindFuels/CARMA.
- Dumont**. M-N, 2007. Simulation et aide au dimensionnement des chaudières de récupération. Thèse de Doctorat Université de Liège, Belgique
- Dupont**. N, 2010. Valorisation du biogaz de fermentation : combustion catalytique. Autre. Université Claude Bernard - Lyon I, 2010. Français. <NNT : 2010LYO10081>. <tel-00816867>

- EurObsever**, 2012. La production d'électricité dans le monde : perspectives générales. Quinzième inventaire-Edition 2013
- Filliard. B**, 2009. Etude des possibilités de récupération de chaleur par voie thermodynamique pour la réhabilitation des maisons individuelles. Thèse de Doctorat de L'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- FMI**, 2012. Perspectives économiques régionales pour le Moyen-Orient et l'Asie centrale. (Washington: International MonetaryFund).
- FNADE**, 2008. Le secteur des déchets et son rôle dans la lutte contre le changement climatique. www.fnade.com
- Fuel cell today**, 2013. Analyst View Methanol and Fuel Cells: Range Extenders for BEV? www.fuelcelltoday.com.
- Galindo, C.P., Badr, O.**, 2007. Renewable hydrogen utilisation for the production of methanol. J. Energy Convers. Manage. 48, 519–527.
- Ganesh, I.**, 2014. Conversion of carbon dioxide into methanol – a potential liquid fuel: fundamental challenges and opportunities (a review). J. Renew. Sust. Energy Rev. 31, 221–257.
- Ganesh, I.**, 2015. Solar fuels vis-à-vis electricity generation from sunlight: The current state-of-the-art (a review). Renew. Sustain. EnergyRev. 44, 904–932.
- Ghazal. M**, 2010. Contribution à la gestion des données géographiques : Modélisation et interrogation par croquis. Thèse de l'École Doctorale de l'Université de Toulouse.
- GIEC**, 2006, Sam Holloway (Royaume-Uni), AnharKarimjee (Etats-Unis), Makoto Akai (Japon), RiittaPipatti (Finlande), et Kristin Rypdal (Norvège), Volume 2 : Énergie Chapitre 5 : Transport, injection et stockage géologique du dioxyde de carbone (selon le rapport SRCCS : Rapport spécial sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone).
- Global CCS institute**. Accelerating the uptake of CCS: Industrial use of captured carbon dioxide. 2011. p. 260.
- GMI**, 2011. Méthane issu des sites d'enfouissement: Réduction des émissions, avancement des techniques de récupération et valorisation, www.globalmethane.org
- Gouareh, A., Settou, N., Khalfi, A., Reciou, B., Negrou, B., Rahmouni, S., Dokkar, B.**, 2015. GIS-based analysis of hydrogen production from geothermal electricity using CO₂ as working fluid in Algeria. Int. J. HydrogenEnergy 40, 15244–15253.
- GRDF**, 2013. Biométhane de gazéification – évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050 – rapport final – janvier 2013
- GRTG**, 2012. Plan de Développement du Réseau de Transport du Gaz : Période 2012-2021
- Guilhamasse. F**, 2013. Etude du captage post-combustion du CO₂ grâce à un procédé de VSA (vacuum swing adsorption) avec de nouveaux adsorbants. Thèse de doctorat d'École doctorale Ed Abbe Gregoire.

- Guillem. A**, 2013. Les systèmes d'information géographique appliqués au domaine archéologique ; étude de cas, le site archéologique de Grand. – ENSAN- AME – MFE 2012/2013
- Hafner M**, Tagliapietra S., El Elandalousi E H., 2012b. Outlook for Electricity and Renewable Energy in Southern and Eastern Mediterranean Countries.MEDPRO Technical Report No: 16.
- HCSTC, 2006. House of Commons Science and Technology Committee.** Meeting UK energy and climate needs : the role of carbone captage and storage. 2006.
- Hetland, J.**, Anantharaman, R., 2009. Carbon capture and storage (CCS) options for co-production of electricity and synthetic fuels from indigenous coal in an Indian context. J. Energy Sust. Dev. 13, 56–63.
- Höhn. J**, Lehtonen. E, Rasi. S, Rintala. J, 2014. A Geographical Information System (GIS) based methodology for determination of potential biomasses and sites for biogas plants in southern Finland. Applied Energy ; 113 : 1–10
http://www.carbonrecycling.is/index.php?option=com_content&view=article&id=14&Itemid=8&lang=en.
- Hugues. P**, 2015. Stratégies technologique et réglementaire de déploiement des filières bioénergies françaises. Thèse de doctorat,l'Ecole des Mines de Paris,
- IBGE-BIM**, 2005. Guide de pertinence pour les acteurs du secteur tertiaire, PME, Logement en région de Bruxelles-Capitale, Réalisé par l'ICEDD juillet 2005
- IBGE-BIM**, 2009. Comment estimer la pertinence d'une installation de cogénération, GUIDE COGÉNÉRATION, fac.cogen@ibgebim.be
- IDF**, 2010. La cogénération : des technologies éprouvées et performantes au développement encore trop limité en France, Juin 2010.
- IEPF**, 2003.Thématique: Les technologies à haute performance énergétique, Fiche technique Prisme n° 4
- Igoud.S**, Souahi. F, Sebti. A, Mansouri. N, Chouikh. A, 2013. Renewable Energy Potential Generated by Organic Waste in Algeria.International journal of renewableenergyresearch, Vol.3, No.1, 2013
- INED**, 2015. Population & Sociétés : Tous les pays du monde (2015). Bulletin mensuel d'information numéro 525 • septembre 2015 • Population & Sociétés • www.ined.fr
- IPCC**, 2005. Carbon Dioxide Capture and Storage: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Working Group III, 2005.
- IRENA and IEA-ETSAP**, 2013. Production of Bio-methanol Technology Brief 2013.www.irena.org/Publications .
- Ismail. Y**, 2014. Evaluation du potentiel des turbines de récupération d'énergie a l'échappement sur moteur automobile. Thèse de Doctorat de L'Université Nantes Angers Le Mans

Izumi, Y., 2013. Recent advances in the photocatalytic conversion of carbon dioxide to fuels with water and/or hydrogen using solar energy and beyond. *J. Coordin. Chem. Rev.* 257, 171–186.

Jean-Mistral. C, 2008. Récupération d'énergie mécanique par polymères électroactifs pour microsystèmes autonomes communicants. Thèse de Doctorat de L'Université Joseph Fourier

Kauw, M. Recycling of CO₂, the perfect biofuel? 2012.

Kehila, Y., 2014. Rapport pays sur la gestion des déchets solides en Algérie, Le réseau régional d'échange d'informations et d'expertise dans le secteur des déchets dans les pays du Maghreb et du Mashreq.

Kherbouche. D, Benyoucef. B, 2007. Valorisation énergétique de la biomasse : production du biogaz _a partir de la méthanisation aux sites algériens. Jean-Jacques BEZIAN. JITH 2007, Aug 2007, Albi, France. ENSTIMAC, 5p. <hal-00164155>

Kluczka, S., Schmitz, M., Roeb, M., Vaeßen, C., 2012. Methanol from CO₂ and solar energy—a literature review. *J. Energy Power Eng.* 6, 361–368.

Koledzi. K. A, 2011. Valorisation des déchets solides urbains dans les quartiers de Lomé (Togo): approche méthodologique pour une production durable de compos. Thèse Doctorat de l'Université de Lomé en cotutelle avec l'Université de Limoges

Kreutz, T., 2011. Prospects for producing low carbon transportation fuels from captured CO₂ in a climate constrained world. *J. Energy Procedia* 4, 2121–2128.

Lacour. J, 2012. Valorisation de la fraction organique de résidus agricoles et autres déchets assimilés à l'aide de traitements biologiques anaérobies. Other. INSA de Lyon; Université de Quisqueya, 2012. French. <NNT : 2012ISAL0026>. <tel-00825479>

Lallart. M, 2008. Amélioration de la conversion électro-active de matériaux piézoélectriques et pyroélectriques pour le contrôle vibratoire et la récupération d'énergie-Application au contrôle de santé structurale auto-alimenté. Thèse de Doctorat de L'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon

Lavenu. G, 2013. Qu'est ce qu'un SIG ? Les usages et les apports à l'échelle d'une métropole. Séminaire Metropolis, p 98.

Le Courtois. A, 2012. Faire des déchets solides municipaux une ressource. Secteur Privé & Développement :la revue de proparco,N° 15 / Octobre 2012

Lehr.U, Mönnig. A, Missaoui.R, Marrouki. S, 2012.Energie renouvelable et efficacité énergétique en Tunisie : emploi, qualification et effets économiques. www.giz.de

Lossec. M, 2011. Systèmes multi sources de récupération d'énergie dans l'environnement humain : modélisation et optimisation du dimensionnement. Thèse de Doctorat de L'Ecole Normale Supérieure de Cachan

Lyman, J.L., Jensen, R.J., 2001. Chemical reactions occurring during direct solar reduction of CO₂. *Sci. Total Environ.* 277, 7–14.

- Ma.** K, 2012. Système énergétique territorial face a la montée en puissance des énergies renouvelables : modélisation de la transition appliquée _a La Réunion. Géographie. Université de Rouen, 2012. Français. <tel-00732678>
- Mahmah**, B., Harouadi, F., Benmoussa, H., Chader, S., Belhamel, M., Abdelhamid M'Raoui, A., Abdeladim, K., Cherigui, A.N., Etievant, C., 2008. Med HySol: future federator project of massive production of solar hydrogen. *Int. J. Hydrogen Energy* 34, 4922–4933.
- Maravelias**, C.T., Kim, J.A., Henao, C.A., Johnson, T.E., Dedrick, D.E., Miller, J.B., Stechel, E., 2011. Methanol production from CO2 using solar-thermal energy: process development and techno-economic analysis. *Energy Environ. Sci.* 4, 3122–3132.
- Maresca**. B, Picard. R, Ranvier. M, 2009. Prospective SYCTOM 2050 : Méthodes, scénarios et résultats. Rapport final
- Massé**, P. (1959) Prévision et prospective, Paris : Presses universitaires de France, 4 novembre 1959, pp 91-120
- MATE**, 2001. Elaboration de la stratégie et du plan d'action national des changements climatiques. www.mate.gov.dz
- MATE**, 2005. Mise en œuvre du Programme National de Gestion des Déchets Ménagers PROGDEM. www.mate.gov.dz
- MATE**, 2006. Plan National de Mise en oeuvre (PNM) ALGERIE – Convention de Stockholm. www.mate.gov.dz
- MATE**, 2010. Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'environnement. Rapport sur la stratégie de lutte contre les changements climatiques, Alger.
- Mathuna**, C. Donnell T. O' Martinez-Catala, R. V., Rohan, J. . O'Flynn, B, 2003. Energy scavenging for longterm deployable wireless sensor networks,” *Talanta*, vol. 75, no. 3, pp. 613-623, May. 2008.
- Maurer**. M, 2004. Le BIOGAZ en Alsace : Potentiel, étude économique.
- ME**, 2014a. Bilan énergétique 2013, (Accessed on 2014).
- ME**, 2014b. Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines année 2013. www.me.dz
- ME**, 2015a. Premiers résultats 2014, secteur renoue avec la croissance. Algérie énergie, Revue Algérienne de l'Énergie n 1 Janvier 2015. www.mem-algeria.org
- ME**, 2015b. Bilan énergétique national 2014. [http:// :www.me.gov](http://www.me.gov)
- ME**, 2015c. Electricité et gaz. www.mem-algeria.org
- MEM**, 2011. Last Updated <http://www.memalgeria.org/francais/index.php?page=perspectives-de-developpement>
- MEM**, 2012. Bilan énergétique 2012, (consulté en 2014).
- MEM**, 2013, Bilan énergétique 2013, (consulté en 2014).

Meres. M, 2009. Analyse de la composition du biogaz en vue de l'optimisation de sa production et de son exploitation dans des centres de stockage des déchets ménagers. Environmental Sciences. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne; Université Jagiellone Cracovie, 2009. French. <tel-00793654>

METAP, 2004a. Projet Régional de Gestion des Déchets Solides dans les Pays du Mashreq et Maghreb : Rapport du pays Algérie Préparé par the international consortium GTZ – ERM – GKW.

MI, 2011. Methanol Fuel Blending – Q&A.2011. www.methanol.org .

MI, 2013. Methanol as a Renewable Energy Resource-White Paper.www.methanol.org (consulté en 2014).

Michaut. S, 2013. La cogénération : efficacité énergétique et utilisation rationnelle des ressources en gaz naturel de l'Algérie. Bulletin desEnergies Renouvelables N° 26 – 2013. <http://www.cder.dz/bulletin/>

Mishalani, Rabi G., Goel, Prem K., Westra, Ashley M., Landgraf, Andrew J., 2014. Modeling the relationships among urban passenger travel carbon dioxide emissions, transportation demand and supply, population density, and proxy policy variables. Transp. Res. Part D 33, 146–154.

Monteil. Jean Marie, 2006. Centrale à Cycle Combiné : Composants potentiels, Techniques de l'Ingénieur [BE 8 906].

Monthéard. R, 2014. Récupération d'énergie aéroacoustique et thermique pour capteurs sans fil embarqués sur avion. Thèse de Doctorat de L'Université de Toulouse

MTP, 2013. <http://www.mtp.gov.dz/fr/permalink/3937.html>

Ni, J., Johnson, N., Ogden, J.M., Yang, C., Johanson, J., 2005. Estimating Hydrogen Demand Distribution Using Geographic Information System (GIS). National Hydrogen Association, Washington, DC.

Nyboer. J, Groves. S, Baylin-Stern. A, 2014. A Review of Existing Cogeneration Facilities In Canada 2013 www.cieedac.sfu.ca.

OCDE, 2012. Perspectives de l'environnement de l'OCDE à l'horizon 2050 : Les conséquences de l'inaction. Synthèses. www.oecd.org/environnement/perspectives2050

OCDE, 2015. Evaluation générale de la situation macroéconomique **10**. Perspectives économiques de l'OCDE Volume 2015/1

Olah, G.A., Goeppert, A., Surya Prakash, G.K., 2006a. Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy. Wiley-VCH Verlag, Weinheim, 2006.

Olah, G.A., Goeppert, A., Surya Prakash, G.K., 2006b. Beyond oil and gas: the methanol economy. Angew.Chem. Int. Ed. 45, 5045–5047.

Olah, G.A., Goeppert, A., Surya Prakash, G.K., 2009. Chemical recycling of carbon dioxide to methanol and dimethyl ether: from Greenhouse gas to renewable, environmentally carbon neutral fuels and synthetic hydrocarbons. J. Org. Chem. 74, 487–498.

- ONA**, 2012. Rétrospective d'une décennie de progrès : 2001-2011. Disponible sur : http://www.ona.dz/IMG/pdf/Revue_2.pdf
- ONA**, 2014. Perspectives de valorisation agricole et énergétique des boues issues des STEP en Algérie. Disponible sur : http://www.ona.dz/IMG/pdf/Perspectives_de_valorisation_agricole_et_energetique_des_boues_issués_des_STEP_en_Algerie-2.pdf
- Onovwiona.H. I, Ugursal. V.I**, 2006. Residential cogeneration systems: review of the current technology. *RenewSustainEnergyRev* ; 10 : 389-431.
- ONS**, 2008. Population résidente par âge, par sexe et par wilaya.
- ONS**, 2012. Répartition du parc national automobile selon la wilaya & l'année de mise en circulation.
- ONS**, 2013. Répartition du parc national automobile selon la wilaya & l'année de mise en circulation.
- ONS**, 2014. Algérie en Quelques Chiffres n° 44. www.ons.dz.
- ONS**, 2014a. Le PIB et le PNB per Capita. <http://www.ons.dz>
- ONS**, 2014b. Les comptes économiques en volume de 2000 à 2014 N° 710. <http://www.ons.dz>
- ONS**, 2015a. Statistiques sur l'environnement, Collections Statistiques n° 177 / 2015. <http://www.ons.dz>.
- ONS**, 2015b. Statistiques sur l'environnement. Collections Statistiques N° 177/2013, Série C : Statistiques Régionales et Cartographie. <http://www.ons.dz>
- ONS**, 2016. <http://www.ons.dz/-Demographie-.html>.
- ONU**, 2013. <http://www.un.org/apps/newsFr/storyF.asp?NewsID=30521#.VyPlp8zLQic>
- OPEC**, 2014. Annual Statistical Bulletin, Vienna, Austria. www.opec.org (consulté en 2014).
- Ould Ahmed Bamba, D., Nouedoui, A. S., Djibo Amadou, G. T., NgangueTchangoue, F., Diallo, S.** (2005) Etat de l'art sur la conception et la mise en oeuvre d'un SIG, Rapport du Centre de Ressources en TIC : Phase II, Recherche-Développement d'Interfaces Homme-Machine basées sur les technologies sans fil et les logiciels libres, Université Cheick AntaDiop de Dakar (Sénégal), 150p.
- Paulleya, A., Metcalfeb, R., Limera, L.**, 2011. Systematic FEP and scenario analysis to provide a framework for assessing long-term performance of the Krechba CO2 storage system at In Salah. *EnergyProcedia* 4, 4185–4192.
- PERACOD**, 2010. Les énergies renouvelables, les bases, la technologie et le potentiel au Sénégal. www.peracod.sn
- Percebois.J, Mandil.C**, 2012. Rapport énergie 2050. Commission Energies 2050. Février 2012
- Poulin-vittrant. G**, 2011. Récupération d'énergie Etat de l'art, perspectives. Colloque Capteurs, Instrumentation pour l'Environnement & les Géosciences 27-28 septembre 2011, Orléans.

- Prévot. H**, 2000. La récupération de l'énergie issue du traitement des déchets. Rapport pour le Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie, France, 2000.
- PRISME**, 2003. Thématique: Les technologies à haute performance énergétique ; Fiche technique PRISME n° 4
- Puscasu. O**, 2014. Dispositifs innovants pour la récupération de l'énergie thermique. Thèse de Doctorat de L'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon
- Randolph, Jimmy B., et al.** Wellbore Heat Transfer in CO₂-based Geothermal Systems. 2012.
- RCREEE**, 2011. Indicateurs de maîtrise de l'énergie dans les pays de la rive sud de la Méditerranée .Rapport final de l'AlgérieAPRUE.
- Reciouï B**, Settou N, Khalfi A, Gouareh A, Rahmouni S, Ghedamsi R, 2016. « Valorization of carbon dioxide by conversion into fuel using renewable energy in Algeria», Transportation research part D: transport and environment, 43: 145-157. <http://dx.doi.org/10.1016/j.trd.2015.11.006>.
- RECORD**, 2009a. Freins et développements de la filière biogaz : les besoins en recherche et développement. Etude N° 07-0418/1A, www.record-net.org
- RECORD**, 2009b. Techniques de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse. RECORD 07-0226/1A ; www.record.com
- RECORD**, 2012, Procédés de récupération / valorisation des énergies à bas niveau de température. Etat des connaissances, 2012, 437 p, n°10-0234/1A
- RECORD**, 2014. Les filières de valorisation du CO₂. Etat de l'art et avis d'experts. Cas des activités de traitement et valorisation des déchets, 2014, 246 p, n°12-0237/1A.
- REN21**, 2015.Rapport sur le statut mondial des énergies renouvelables 2015. www.ren21.net
- RMT**, 2012 :Biomasse Energie Environnement et Territoire, Décembre 2012 ,Site internet : <http://www.biomasse-territoire.info> , 29/06/2014 a 00 :33
- RSC**, 2012.Solar Fuels and Artificial Photosynthesis.www.rsc.org/solar-fuels .
- Said. N**, 2013. Potentiel solaire de l'Algérie : Photovoltaïque et CSP. Bulletin desEnergies Renouvelables N° 26 – 2013. <http://www.cder.dz/bulletin/>
- Saujot. M**, 2013. Analyse économique et simulation prospective dans la planification de la ville sobre en carbone : Application _a Grenoble du modèle TRANUS+. Economies et finances. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2013. Français. <NNT : 2013ENMP0080>. <pastel-00982385>
- Schneider**, 1999,La cogénération, Guide Technique, Intersections - Mai 1999
- Schreiber, A.**, Trudewind, C.A., Haumann, D., 2014.Photocatalytic methanol and methane production using captured CO₂ from coal-fired power plants. Part I– a life cycle assessment. J. Cleaner Prod. 70, 27–37.

- Seck.** G. S, 2012. Modélisation prospective de l'industrie diffuse pour l'évaluation de l'impact de politiques de Maîtrise De l'Energie (MDE) à partir du générateur de modèle TIMES La récupération de chaleur par Pompes à Chaleur (PAC) dans l'industrie agroalimentaire. Thèse de L'École Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Singh.** J, 2015. Overview of electric power potential of surplus agricultural biomass from economic, social, environmental and technical perspective—A case study of Punjab. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 42: 286–297
- Singh.** N. B, Kumar. A, Rai. S, 2014. Potential production of bioenergy from biomass in an Indian perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 39: 65–78
- SNAT**, 2010. Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT). Juin 2010.
- SOFRECO**, 2010. Intégration progressive des marchés d'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne- Rapport définitif, Juin 2010.
- Soltanieh**, M., Mahmoodi Azar, K., Saber, M., 2012. Development of a zero emission integrated system for co-production of electricity and methanol through renewable hydrogen and CO₂ capture. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 7, 145–152.
- SONATRACH**, 2012a. Sonatrach : Une Compagnie Pétrolière & Gazière Intégrée. www.sonatrach.com
- SONATRACH**, 2012b, <http://sonatrach.entreprise-dz.com/transport-canalisation.html> (accessed: 22/01/2015)
- SONATRACH**, 2013. Rapport Annuel. www.sonatrach.com/rapport2013/RapportAnnuel_2013.pdf.
- SONELGAZ**, 2013. Newsletter presse n°26 Point sur les réalisations Passage été 2013, projets en cours pour satisfaire la demande à l'horizon 2017 et stratégie de réalisation des ouvrages de production. Edition électronique – Septembre 2013
- Sperling**, D.A., De Luchi, M., 1989. Is methanol the transportation fuel of the future? *Energy* 14 (8), 469–482.
- Tahir**, M., Saidina Amin, N.A., 2013. Recycling of carbon dioxide to renewable fuels by photocatalysis: prospects and challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 25, 560–579.
- Takeuchi**, M., Sakamoto, Y., Niwa, S., 2001. Study on CO₂ global recycling system. *Sci. Total Environ.* 277, 15–19.
- Topanou.** K. A. N, 2012. Gestion des déchets solides ménagers dans la ville d'Abomey-Calavi (Bénin): Caractérisation et essais de valorisation par compostage. Thèse Doctorat de l'Université d'Aix Marseille et Université d'Abomey-Calavi (Bénin).
- Total**, 2007, www.total.com
- Tzeng**, G.-H., Lin, C.-W., Opricovic, S., 2005. Multi-criteria analysis of alternative-fuel buses for public transportation. *Energy Policy* 33, 1373–1383.
- Urakawa**, A., Bansode, A., 2014. Towards full one-pass conversion of carbon dioxide to methanol and methanol-derived products. *J. Catal.* 309, 66–70.

- Vancoillie, J.,** Demuynck, J., Sileghem, L., Van De Ginste, M., Verhelst, S., 2012. Comparison of the renewable transportation fuels, hydrogen and methanol formed from hydrogen, with gasoline – engine efficiency study. *Int. J. Hydrogen Energy* 37, 9914–9924.
- Vellini. M,** Gambini. M, 2015. High Efficiency Cogeneration: Electricity from cogeneration in CHP Plants. *Energy Procedia* ; 81 : 430 – 439
- Vibhataavata. P,** 2012. Fabrication de carburant synthétique par valorisation du co2 et de la chaleur nucléaire. Thèse de doctorat de l'université de LYON
- Vullers, R.** van Schaijk R., Doms, I. Van Hoof C., and R. “Mertens, _Micropower energy harvesting, *Solid-State Electronics*,” vol. 53, no. 7, pp. 684-693, Jul. 2009.
- Wauthelet. M,** 1996. Traitement anaérobie des boues et valorisation du biogaz . Faculté des Sciences Agronomiques de Gembloux, asblEpuvaleur, 2, avenue de la Faculté, B-5030 Gembloux, Belgique
- Yang, C.-J.,** Jackson, R.B., 2012. China's growing methanol economy and its implications for energy and the environment. *Energy Policy* 41, 878–884.
- Yilmaz. S,** Selim. H, 2013. A review on the methods for biomass to energy conversion systems design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* ; 25 : 420–430
- Yuan, J.,** Hao, C., 2013. Solar-driven photoelectrochemical reduction of carbon dioxide to methanol at CuInS₂ thin film photocathode. *J. Solar Energy Mater. Solar Cells* 108, 170–174.
- Zubaryeva. A,** Zaccarelli. N, Del Giudice. C, Zurlini. G, 2012. Spatially explicit assessment of local biomass availability for distributed biogas production via anaerobic co-digestion-Mediterranean case study. *Renewable Energy* ; 39 : 261-270

Annexes

Annexe chapitre 3.

Tableau 3.a. Bilan énergétique en 2013 (en TJ).

	Pétrole brut *41,8	TJ	Produits pétroliers *41,8	TJ2	Gaz *41,8	TJ3	Energie hydraulique	Autres énergies renouvelables	Electricité *41,8	TJ6
Importation	0	0	5519	230694,2	0	0	0	0	74	3093,2
Exportation	31027	1296928,6	13566	567058,8	30463	1273353,4	0	0	97	4054,6
Variation de stock ¹	83	3469,4	63	2633,4	0	0	0		0	0
· Raffineries	-23206	-970010,8	24327	1016868,6	689	28800,2	0		92	3845,6
Consommatio n non énergétique	0	0	1140	47652	1722	71979,6	0		0	0
Consommatio n finale	0	0	17206	719210,8	10562	441491,6	33	37	10878	454700,4
Ménages	0	0	1805	75449	6251	261291,8	0	17	1478	61780,4
Industrie	0	0	750	31350	3480	145464	0	35	1348	56346,4
Services	0	0	866	36198,8	788	32938,4	0	0	755	31559
Transport	0	0	13711	573119,8	8	334,4	0	0	68	2842,4
Agriculture	0	0	29	1212,2	36	1504,8			63	2633,4
Production	54680	2285624	25750	1076350	77058	3221024,4			11715	489687

Annexes

transformatio n	-23206	-970010,8	24343		-27972	-1169229,6			15012	627501,6
diesel	177	531				0				
centrales électrique	0		-172		-12817	-535750,6				

Annexes chapitre 4

Tableau.3.a. Turbines traitées

	lat	lon	Capacité TAG MW
"Marsat El Hadjadj Powerplant"	35,8011	-0,19238	184
"Hassi Messaoud Open Cycle Powerplant"	31,701	6,06014	660
"Larbaa Powerplant"	36,6002	3,13716	560
"Berrouaghia Powerplant"	36,1404	2,92952	500
"Hassi Messaoud Ouest Powerplant"	31,7616	6,02296	492
"Algiers Port Powerplant"	36,7613	3,06528	490
"Relizane Powerplant"	35,7836	0,541106	465
"Boutlelis Powerplant"	35,5636	-0,94004	445
"Tiaret Powerplant"	35,3404	1,35625	420
"Hamma Powerplant"	36,7492	3,08257	418
"Hassi Berkine Powerplant"	30,8239	8,02964	360
"Hassi Messaoud Nord I Powerplant"	31,7883	6,05079	120
"Hassi Messaoud Nord II Powerplant"	31,7883	6,05079	200
"Arzew Desal Powerplant"	35,8088	-0,24777	314
"Ain El Bya Powerplant"	35,8801	7,11223	300
"Batna Powerplant"	35,5553	6,17861	254
"Tilghemt Powerplant"	33,1327	3,34583	200
"Bab-ezzouar Powerplant"	36,7298	3,18504	108
"Adrar Powerplant"	27,8949	-0,29528	100
"Boufarik Powerplant"	36,5916	2,92256	96
"Annaba Powerplant"	36,8926	7,76328	72
"Hassi Messaoud Sud Powerplant"	31,6752	6,06041	72
"Bir El-djir Powerplant"	35,7147	-0,57046	72
"Bechar Powerplant"	31,62	-2,22	64
"Alrar Field Powerplant"	28,6418	9,78803	60
"El-golea Powerplant"	30,6084	2,9009	60
"Timimoun Powerplant"	29,2471	0,257518	50
"Tamanrasset Powerplant"	22,8229	5,49316	47,1
"In-amenas Project Powerplant"	28,0442	9,54757	30
"Illizi Powerplant"	26,5126	8,47585	15

4. Station de compression Ain Nagua-Biskra

La station de compression SC2 est située à 348 Km du terminal de départ Hassi R'mel à une altitude de -3m, à 50 km sud-est de la wilaya de BISKRA commune de AIN NAGUA.



Figure 4.a Gazoduc GEM (GAZODUC ENRICO MATTEI)

SC2 est installée pour augmenter la capacité des gazoducs GO1/GO2 (HASSI R'MEL, OUED SAF), la station est alimentée par les gazoducs 48'' existants GO1/GO2, et le GO3 LOOP PC1/PC3. Dans la station, on dispose de 4 compresseurs entraînés par des turbines à gaz dont les caractéristiques communiquées par le constructeur N.PIGNONE et Général Electric sont rapportées dans le tableau suivant :

Tableau 4.a.Caractéristiques de la turbine à gaz LM2500/ PGT25+G4

Type	LM2500/ PGT25+G4
Puissance (MW)	34,302
Rendement (%)	41.2
Température d'échappement (°C)	510
Débit gaz d'échappement (kg/s)	89.6
Taux de compression	23.8

4.81. Chaudière de récupération

Aujourd'hui, les nouvelles centrales pour la production d'électricité sont fréquemment de type TGV (cycle combiné ou centrale turbine gaz/vapeur) (Dumont, 2007).

4.8.1.1. Choix de la chaudière

Dans un cycle combiné, les chaudières de récupération doivent être conçues de manière à satisfaire à plusieurs objectifs (Dumont, 2007):

- réduire les irréversibilités de transfert de chaleur,
- accroître l'efficacité du transfert de chaleur,
- minimiser la perte par enthalpie restante des fumées rejetées à la cheminée,
- permettre le réglage de la température de sortie de la vapeur surchauffée à l'entrée de la turbine à vapeur,
- pouvoir être rapidement démarrée pour ne pas perturber le cycle combiné,
- présenter une perte de charge limitée côté fumée pour limiter la contre-pression à l'échappement de la turbine à gaz, ce qui en réduirait le rendement.

Le choix s'est porté sur le même équipant la station de compression; soit General Electric.

HSRG: P[bar]/T[°C]	Nombres des niveaux de pression	Débitvapeur [tonnes/h]
11.4/185	1	58.32
28.6/343	1	47.89
42.4/399	1	44.26
59.7/441	1	41.37
87.2/482	1	38.3
59.7/441	2	41.67
87.2/482	2	38.64

La chaudière choisie a pour caractéristiques :

$$P_{VS}=42.4 \text{ bar } T_{VS}= 399 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Avec :

P_{VS} : Pression de la vapeur surchauffée à la sortie de la chaudière de récupération.

T_{VS} : Température de la vapeur surchauffée à la sortie de la chaudière de récupération.

Hypothèses :

- La température de l'eau à l'entrée de l'économiseur doit être supérieure à 70°C.
- On prend une température à l'entrée de l'économiseur égale à 100°C.
- L'échange de chaleur dans l'évaporateur s'effectue sous une différence de température constante qui est la température de saturation à **4.24 Mpa(42.4 bar)**.
- A l'entrée de l'évaporateur l'eau est à l'état du liquide saturé, et à sa sortie de la vapeur saturée.
- La température des gaz d'échappement aux conditions nominale $T_g = 525^\circ\text{C}$.
- Les conditions normales de Température et de Pression;
 $T_{\text{amb}} = 15^\circ\text{C}$, $P_{\text{atm}} = 1.0135 \text{ bar}$, Humidité relative = 60%
- La chaleur spécifique des gaz d'échappement $C_{p_g} = 1.22 \text{ kJ/kg. K}$
- La chaleur spécifique de l'eau $C_{p_{\text{eau}}} = 4.18 \text{ kJ/kg. K}$
- Le débit des gaz d'échappement aux conditions nominales $m_g = 68.9 \text{ kg/s}$.
- On suppose que l'échangeur de chaleur comme échangeur contre-courant.

En utilisant les tables thermodynamiques on obtient le tableau suivant :

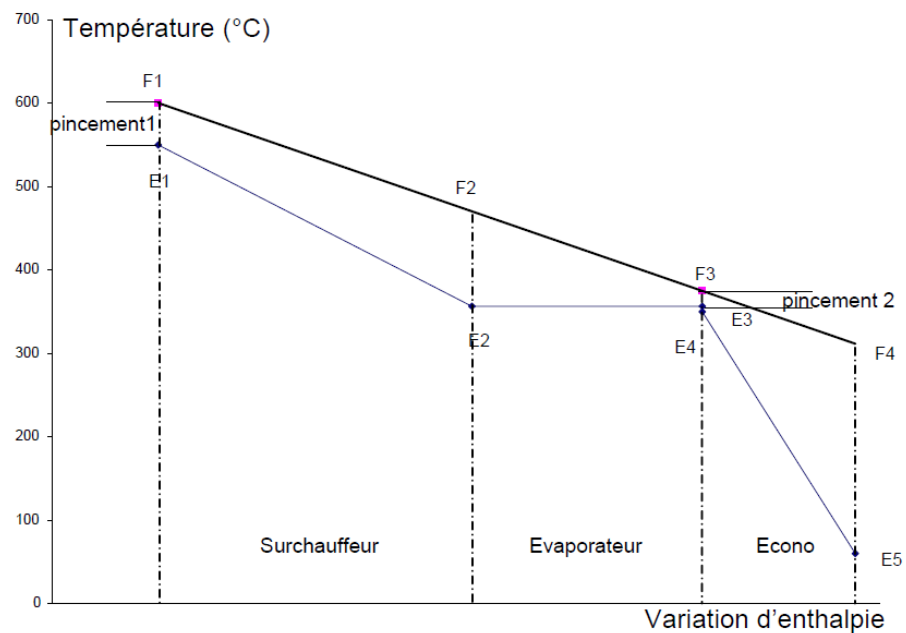
	A	B	C	D
T (°C)	100	253.85	253.85	399
P (Mpa)	4.24	4.24	4.24	4.24
h (kJ/kg)	418.85	1104.13	2800.27	3209.98

a. Calcul du débit de vapeur

Considérons une chaudière de récupération composée d'un économiseur, d'un évaporateur et d'un surchauffeur. Si l'eau et les fumées circulent à contre-courant, la différence minimum de température entre les fumées et l'eau définira le point de pincement du procédé.

Deux points de pincement apparaissent dans une chaudière de récupération à simple pression (voir Figure 3.13): un point de pincement à la sortie du surchauffeur (F1, E1) et un point de pincement à l'évaporateur (F3, E3). Le point de pincement définit la limite de récupération correspondant à l'énergie maximum récupérable dans les fumées. La

connaissance des enthalpies des fumées aux points F1 et F3 permet de déterminer l'énergie disponible tandis que les enthalpies de l'eau aux points E1 et E4 permettent de déterminer le débit de vapeur pouvant être généré dans cette chaudière.



En utilisant la définition du point de pincement :

$$\Delta T = T_8 - T_B$$

$$T_8 = T_B + \Delta T$$

$$T_8 = 253.85 + 10$$

$$T_8 = 263.85 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Avec :

T_B : La température du liquide saturé à l'entrée de l'évaporateur.

ΔT : Le pincement de température.

$$m_g \cdot C_{p_g}(T_6 - T_8) = m_v(h_D - h_B)$$

$$m_v = \frac{m_g \cdot C_{p_g}(T_6 - T_8)}{(h_D - h_B)}$$

$$m_v = \frac{89.6 \times 1.22(531 - 263.85)}{(3209.98 - 1104.13)}$$

$$m_v = 13.87 \text{ kg/s}$$

Avec :

T_6 : Température des gaz d'échappements à l'entrée du surchauffeur.

T_8 : Température des gaz d'échappements à la sortie de l'évaporateur.

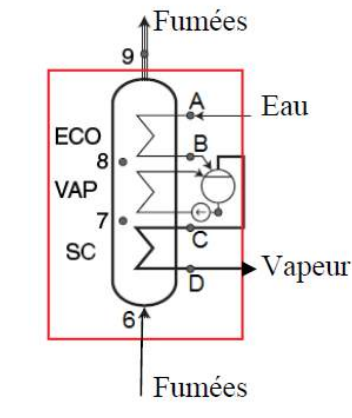
h_D : Enthalpie de la vapeur vive à la sortie du surchauffeur.

h_B : Enthalpie de la vapeur saturée à l'entrée de l'évaporateur.

m_g : Débit des gaz d'échappements.

Cp_g : Chaleur spécifique des gaz d'échappement.

a. La température des fumées à la cheminée de la chaudière



$$m_g \cdot Cp_g (T_6 - T_9) = m_v (h_D - h_A)$$

$$T_9 = T_6 - \frac{m_v (h_D - h_A)}{m_g Cp_g}$$

$$T_9 = 531 - \frac{13.87 \times (3209.98 - 418.85)}{89.6 \times 1.22}$$

$$T_9 = 176.85 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Avec :

h_A : Enthalpie de l'eau comprimée à l'entrée de l'économiseur

b. Surfaces d'échange

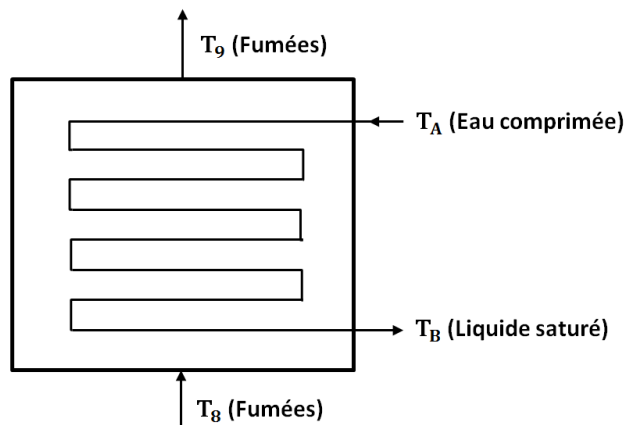
Pour le calcul des surfaces d'échange on prendra les coefficients d'échange globaux suivants [12]:

$$\begin{aligned}
 U_{eco} &= 426 \text{ W/m}^2\text{k} \\
 U_{eva} &= 436 \text{ W/m}^2\text{k} \\
 U_{sur} &= 500 \text{ W/m}^2\text{k} \\
 U_{cond} &= 3000 \text{ W/m}^2\text{k} \\
 U_{pr} &= 500 \text{ W/m}^2\text{k}
 \end{aligned}$$

4.8.1.2. Economiseur

- Calcul de la différence logarithmique moyenne :

$$\Delta TLM = \frac{(T_8 - T_B) - (T_9 - T_A)}{\ln \left[\frac{(T_8 - T_B)}{(T_9 - T_A)} \right]}$$



$$\Delta TLM = \frac{(263.85 - 253.85) - (176.85 - 100)}{\ln \left[\frac{(263.85 - 253.85)}{(176.85 - 100)} \right]}$$

$$\Delta TLM = 32.78 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Calcul de la puissance de l'économiseur :

$$W_{eco} = m_v x (h_B - h_A)$$

$$W_{eco} = 13.87 x (1104.13 - 418.85)$$

$$W_{eco} = 9504.83 \text{ kW}$$

Calcul de la surface d'échange :

$$W_{eco} = U_{eco} \times A_{eco} \times \Delta TLM$$

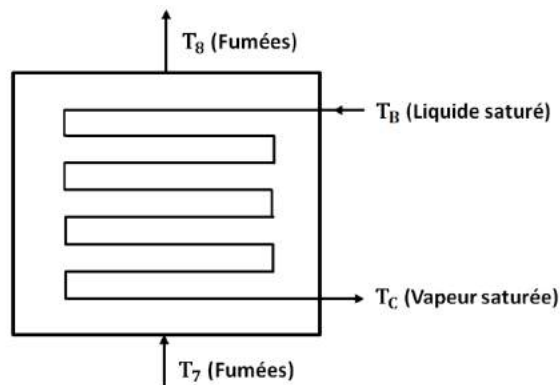
$$A_{eco} = \frac{W_{eco}}{U_{eco} \times \Delta TLM}$$

$$A_{eco} = \frac{9504.83}{0.426 \times 32.78}$$

$$A_{eco} = 680.65 \text{ m}^2$$

4.8.1.3. Evaporateur

- Calcul de la température des fumées à l'entrée de l'évaporateur :



En appliquant le premier principe de la thermodynamique sur l'évaporateur

$$m_v(h_C - h_B) = m_g C_{p_g}(T_7 - T_8)$$

$$T_7 = \frac{m_v(h_C - h_B)}{m_g C_{p_g}} + T_8$$

$$T_7 = \frac{13.87 \times (2800.27 - 1104.13)}{89.6 \times 1.22} + 263.85$$

$$T_7 = 479 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Avec :

h_C : Enthalpie de la vapeur saturée à la sortie de l'évaporateur.

Calcul de la différence logarithmique moyenne :

$$\Delta T_{LM} = \frac{(T_7 - T_C) - (T_8 - T_B)}{\ln \left[\frac{(T_7 - T_C)}{(T_8 - T_B)} \right]}$$
$$\Delta T_{LM} = \frac{(479 - 253.85) - (263.85 - 253.85)}{\ln \left[\frac{(479 - 253.85)}{(263.85 - 253.85)} \right]}$$

$$\Delta T_{LM} = 69 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Calcul de la puissance de l'évaporateur :

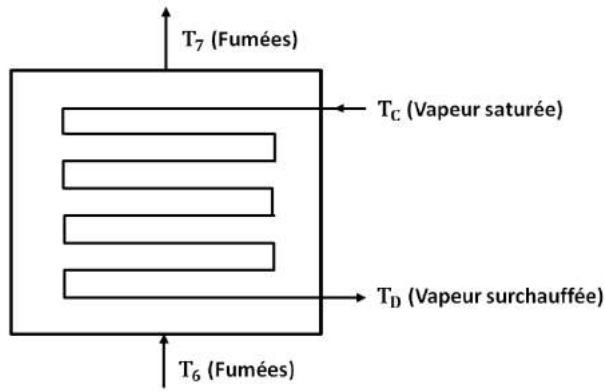
$$W_{\text{eva}} = m_v \times (h_C - h_B)$$
$$W_{\text{eva}} = 13.87 \times (2800.27 - 1104.13)$$
$$W_{\text{eva}} = 23525.46 \text{ kW}$$

Calcul de la surface d'échange :

$$W_{\text{eva}} = U_{\text{eva}} \times A_{\text{eva}} \times \Delta T_{LM}$$
$$A_{\text{eva}} = \frac{W_{\text{eva}}}{U_{\text{eva}} \times \Delta T_{LM}}$$
$$A_{\text{eva}} = \frac{23525.46}{0.436 \times 69}$$
$$A_{\text{eva}} = 782 \text{ m}^2$$

4.8.1.4. Surchauffeur

- Calcul de la différence moyenne de température :



$$\Delta TLM = \frac{(T_6 - T_D) - (T_7 - T_C)}{\ln \left[\frac{(T_6 - T_D)}{(T_7 - T_C)} \right]}$$

$$\Delta TLM = \frac{(531 - 399) - (479 - 253.85)}{\ln \left[\frac{(531 - 399)}{(479 - 253.85)} \right]}$$

$$\Delta TLM = 174.45 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Calcul de la puissance du surchauffeur :

$$W_{\text{sur}} = m_v \times (h_D - h_C)$$

$$W_{\text{sur}} = 13.87 \times (3209.98 - 2800.27)$$

$$W_{\text{sur}} = 5682.67 \text{ kW}$$

- Calcul de la surface d'échange :

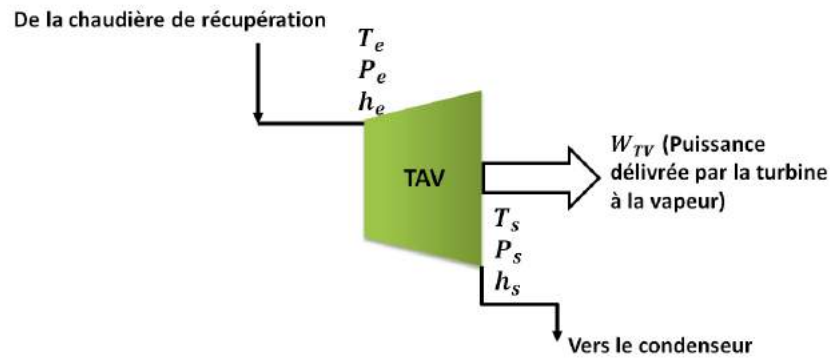
$$W_{\text{sur}} = U_{\text{sur}} \times A_{\text{sur}} \times \Delta TLM$$

$$A_{\text{sur}} = \frac{W_{\text{sur}}}{U_{\text{sur}} \times \Delta TLM}$$

$$A_{\text{sur}} = \frac{5682.67}{0.5 \times 174.45}$$

$$A_{\text{sur}} = 65.15 \text{ m}^2$$

4.8.2. Partie turbine à vapeur



- Calcul de l'enthalpie à l'entrée de la turbine à vapeur :

Pour le calcul de h_e on prend en considération les pertes de charge et les pertes thermiques entre la chaudière et l'entrée de la turbine à vapeur.

-La pression à l'entrée de la turbine à vapeur sera égale à **[16]** :

$$P_e = P_D \times 0.9$$

$$P_e = 4.24 \times 0.9$$

$$P_e = 3.816 \text{ MPa}$$

$$P_e = \mathbf{38.16 \text{ bar}}$$

-La température à l'entrée de la turbine à vapeur sera égale à :

$$T_e = \mathbf{395 \text{ }^\circ\text{C}}$$

En utilisant les tables thermodynamiques, on trouve que l'enthalpie et l'entropie à l'entrée de la turbine à vapeur seront égales à :

$$h_e = \mathbf{2800.61 \text{ kJ/kg}}$$

$$S_e = \mathbf{6.047 \text{ kJ/kg.K}}$$

Le rendement isentropique de la turbine à vapeur : $\eta_{is} = 0.8$

Pour calculer h_s , il faut déterminer la pression au niveau du condenseur, pour commencer cette pression est comprise entre 5 et 10 kPa **[12]**.

Calcul de l'enthalpie de sortie de la turbine à vapeur

Pour une pression donnée et à partir des tables thermodynamiques on tire les données suivantes :

h_f : Enthalpie de l'eau à l'état de liquide saturé

Δh_{fg} : Ecart entre l'enthalpie de l'eau à l'état de vapeur saturée et à l'état de liquide saturé

S_f : Entropie de l'eau à l'état de liquide saturé

S_{fg} : Ecart entre l'enthalpie de l'eau à l'état de vapeur saturée et à l'état de liquide saturé.

Calcul du titre isentropique:

$$X_{is} = \frac{S_{is} - S_f}{\Delta S_{fg}}$$

$$X_{is} = \frac{h_{is} - h_f}{\Delta h_{fg}}$$

On peut déterminer h_{is} :

$$h_{is} = (X_{is} \times \Delta h_{fg}) + h_f$$

En utilisant le rendement isentropique de la turbine à vapeur, on obtient h_s :

$$\eta_{TVis} = \frac{h_e - h_s}{h_e - h_{is}}$$

$$h_s = h_e - (h_e - h_{is}) \times \eta_{TVis}$$

Calcul le titre réel

$$X = \frac{(h_s - h_f)}{\Delta h_{fg}}$$

Calcul de puissance maximale que peu fournir la turbine à vapeur :

$$W_{TV \max} = m_v \times (h_e - h_s)$$

Calcul de la température minimale que peu fournir la turbine à vapeur:

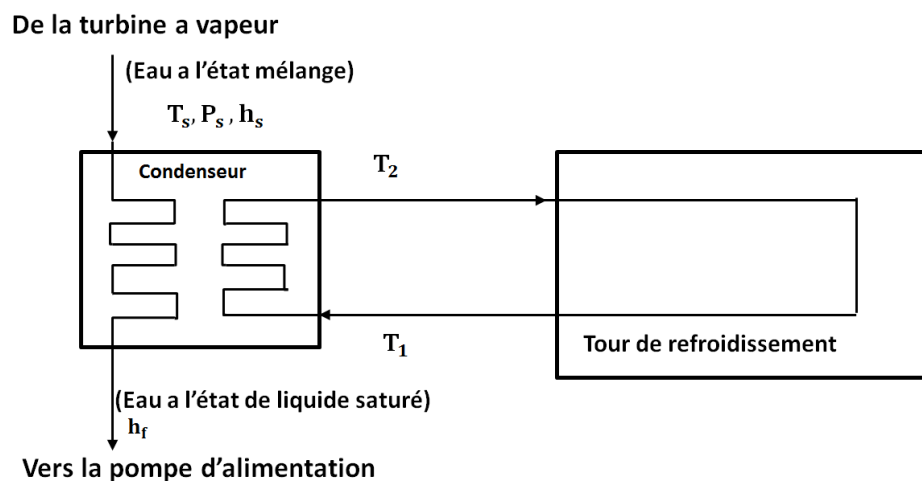
$$W_{TV \min} = m_{v'} \times (h_e - h_s)$$

Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau (3.5) : Paramètres du cycle combiné gaz - vapeur pour différentes pressions du condenseur

P (kPa)	h_f (kJ/kg)	Δh_{fg} (kJ/kg)	S_f (kJ/kg.K)	S_{fg} (kJ/kg.K)	h_s (kJ/kg)	x	W_{TV} (MW)
5	137.74	2424.25	0.4763	7.9200	2034.43	0.78	10.62
6	151.46	2416.40	0.5208	7.8106	2049.02	0.78	10.42
7	163.32	2409.60	0.5590	7.7178	2061.52	0.78	10.25
8	173.80	2403.58	0.5924	7.6372	2072.50	0.79	10.10
9	183.21	2398.17	0.6221	7.5660	2082.30	0.79	9.96
10	191.75	2393.25	0.6489	7.5021	2091.16	0.79	9,84

4.8.3. Partie condenseur



Calcul du débit d'eau dans le condenseur :

En appliquant le premier principe de la thermodynamique au condenseur :

$$m_v(h_s - h_f) = m_{\text{eau}}C_{p_e}(T_2 - T_1)$$

Avec :

h_s : Enthalpie de la vapeur à l'entrée du condenseur

h_f : Enthalpie du liquide saturé à la sortie du condenseur

T_1 : Température d'entrée de l'eau de refroidissement

T_2 : Température de sortie de l'eau de refroidissement

$C_{p_{eau}}$: Chaleur spécifique de l'eau qui est égale à 4.18kJ/kg.K

$$m_{eau} = \frac{m_v \times (h_s - h_f)}{C_{p_{eau}} \times (T_2 - T_1)}$$

Calcul de la puissance du condenseur :

$$W_{cond} = m_v \times (h_s - h_f)$$

Calcul de la différence moyenne de température :

$$\Delta TLM = \frac{(T_{sat} - T_2) - (T_{sat} - T_1)}{\ln \left[\frac{(T_{sat} - T_2)}{(T_{sat} - T_1)} \right]}$$

Avec :

T_{sat} : Température de saturation à la pression du condenseur

T_1 : Température d'entrée de l'eau de refroidissement

T_2 : Température de sortie de l'eau de refroidissement

Calcul de la surface d'échange du condenseur :

$$W_{cond} = U_{cond} \times A_{cond} \times \Delta TLM$$

Avec :

U_{cond} : Facteur d'échange global qui est égale à 3000 W/m²K [17]

$$A_{cond} = \frac{W_{cond}}{U_{cond} \times \Delta TLM}$$

La différence de température entre l'entrée et la sortie de l'eau de refroidissement varie de 6°C à 8°C [17].

Pour les calculs nous allons utiliser une température d'entrée de l'eau de refroidissement égale à 34°C et une différence égale à 6°C. Ce qui nous donne une température de sortie de l'eau de refroidissement égale à 40°C, cette valeur doit être inférieure à la température de saturation à la pression donnée. Nous donnons dans ce qui suit les températures de saturation pour les pressions allant de 5kPa à 10kPa :

Tableau (3.6) : Les températures de saturation des différentes pressions possibles du condenseur

Pression (kPa)	5	6	7	8	9	10
Température de saturation (°C)	32.90	36.19	39.03	41.54	43.79	45.84

On peut déjà exclure les trois premières pressions, car la température de saturation est inférieure à la température de sortie de l'eau de refroidissement. Dans le tableau suivant, sont mentionnés les résultats obtenus pour les pressions au condenseur de 8 kPa, 9 kPa et 10 kPa :

Tableau (3.7) : Caractéristiques du condenseur pour différentes pressions

Pressions (kPa)	m_{eau} (kg/s)	ΔT_{LM} (°C)	A_{cond} (m ²)
8	1050.04	3.77	2323.97
9	1050.25	6.32	1388.72
10	1050.43	8.49	1034.41

Après avoir calculé la puissance maximale et minimale que peut délivrer la turbine à vapeur pour les différentes pressions de condensation (8 kPa, 9 kPa, 10 kPa), on constate que la variation de cette puissance est négligeable.

Tableau (3.8) : Variation des puissances maximales et minimales de la turbine à vapeur en fonction de la pression du condenseur

Pression au condenseur (kPa)	8	9	10
Puissance délivrée par la turbine à vapeur(MW)	10.10	9.96	9.84

Il est de même pour le titre réel, où les valeurs de ce dernier sont identiques pour les trois pressions.

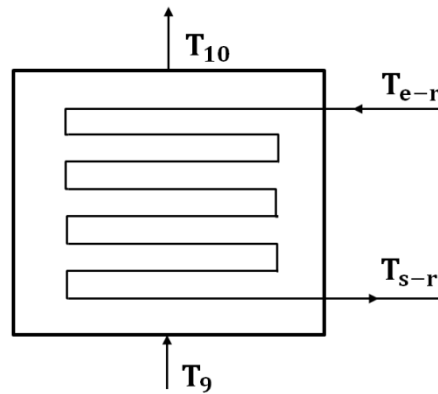
Tableau (3.9) : Variation du titre réel de vapeur à la sortie de la turbine en fonction de la pression du condenseur

Pression au condenseur (kPa)	8	9	10
Titre réel de la vapeur à la sortie de la turbine	0,79	0.79	0.79

Par contre, on remarque à partir du tableau (3.7) que la surface d'échange au niveau du condenseur est inversement proportionnelle avec sa pression. Afin de réduire les coûts d'investissement nous choisirons la pression du condenseur qui offre la moindre surface d'échange. D'où la pression choisie au niveau du condenseur est : **Ps= 10 kPa**

4.8.4. Partie préchauffeur

Pour chauffer l'eau à la température 100 °C avant l'entrée de l'économiseur on récupère la chaleur des fumées à la sortie de la chaudière :



Calcul de la température des fumées à la sortie de réchauffeur

On suppose que le débit d'eau condensée égale le débit de vapeur

$$m_v(h_A - h_f) = m_g C_{p_g}(T_9 - T_{10})$$

$$T_{10} = T_9 - \frac{m_v(h_A - h_f)}{m_g C_{p_g}}$$

$$T_{10} = 176,85 - \frac{(418,85 - 191,75)}{89,6 \times 1,22}$$

$$T_{10} = 174,77 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Calcul de la différence moyenne de température

$$\Delta T_{LM} = \frac{(T_9 - T_{s-r}) - (T_{10} - T_{e-r1})}{\ln \left[\frac{(T_9 - T_{s-r2})}{(T_{10} - T_{e-r1})} \right]}$$

$$\Delta TLM = \frac{(176.85 - 100) - (174.77 - 45.84)}{\ln \left[\frac{(176.85 - 100)}{(174.77 - 45.84)} \right]}$$

$$\Delta TLM = 100.65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Calcul de la puissance du préchauffeur :

$$W_{pr} = m_v x (h_A - h_f)$$

$$W_{pr} = 13.87 \times (418.85 - 191.75)$$

$$W_{pr} = 3149.87 \text{ kW}$$

- Calcul de la surface d'échange :

$$A_{pr} = \frac{W_{pr}}{U_{pr} \times \Delta TLM}$$

$$A_{pr} = 62.6 \text{ m}^2$$

T_{e-r} : Température de l'eau condensée à l'entrée du préchauffeur

T_{s-r} : Température de l'eau condensée à la sortie du préchauffeur

T_{10} : Température des fumées à la sortie du préchauffeur

4.8.5. Calcul du rendement global de l'installation

Nous définissons le rendement global du cycle combiné comme suit :

$$\eta_{CC} = \frac{W_{totale}}{Q_{fournie}}$$

$$\eta_{CC} = \frac{W_{TG} + W_{TV} - W_P}{Q_{fournie}}$$

Avec :

W_{TG} : Puissance de la turbine à gaz

W_{TV} : Puissance de la turbine à vapeur

W_P : Puissance de la pompe d'alimentation

- Calcul du travail de la pompe d'alimentation :

$$|W_P| = V_f \times (P_{sp} - P_{ep}) \times m_v$$

Avec :

V_f : Volume spécifique de l'eau (V_f : (10 KPa) = 0.001010 m³/Kg)

P_{sp} : Pression à la sortie de la pompe (P_{sp} = 4.24 MPa = 4240 KPa)

P_{ep} : Pression à l'entrée de la pompe (P_{ep} = 10 KPa)

m_{vs} : Débit d'eau pompée ($m_{eau} = m_{vs}$)

$$|W_P| = 0.001010 \times (4240 - 10) \times 13.87$$

$$|W_P| = 52.25 \text{ kW}$$

On remarque que la puissance absorbée par la pompe est négligeable.

Donc :

$$\eta_{CC} = \frac{W_{TG} + W_{TV} - W_P}{m_C \times PCI}$$

Avec :

m_C : Débit du combustible. où : **$m_C = 1.9 \text{ kg/s}$ (voir Annexe)**

PCI : Pouvoir calorifique inférieur du combustible (Gaz naturel), **PCI = 44576 kJ/kg**

D'où :

$$\eta_{CC} = \frac{34302 + 9840 - 52.25}{1.9 \times 44576}$$

$$\eta_{CC} = 52 \%$$

On récapitule dans le tableau suivant les résultats pour une pression de condensation de **10 kPa**.

Tableau 3.10. Paramètres du cycle combiné gaz-vapeur pour la pression du condenseur égale à 10 kPa

Annexes

Chaudière de récupération				Turbine à vapeur	Condenseur	
A_{eco} [m ²]	A_{eva} [m ²]	A_{sur} [m ²]	m_v (kg/s)	W_{TV} (MW)	A_{cond} [m ²]	m_{eau} (kg/s)
680.65	782	65.15	13.87	9.84	1034.41	1050.43

Figure 4.b. ITG-Données fabricant (conditions de fonctionnement: ISO) (Cenusa, 2004)

N°	Manufacturier	Modele	P _b ITG	q _{sp}	δ _K	$\dot{m}_{g.e.}$	t _{g.e.}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh _e	-	kg/s	°C	-	rot/min
1	ALSTOM	CYCLONE	13435	10209	16,19	39,67	571	G	9500
2	ALSTOM	CYCLONE	12901	10631	16,19	39,67	571	G	1500
3	ALSTOM	GT10B	25235	10464	13,6	79,3	546	L	7700
4	ALSTOM	GT10B	25430	10257	14	80,4	543	G/L	7700
5	ALSTOM	GT10B	24770	10535	14	80,4	543	G/L	7700
6	ALSTOM	GT10C	29060	10000	17,6	91	518	G/L	6500
7	ALSTOM	GT10C	30120	9649	17,6	91	518	G/L	6500
8	ALSTOM	GT10C	29235	9650	17,5	91	520	L	6500
9	ALSTOM	GT11N2	113700	10470	15,1	382	524	L/G	3000
10	ALSTOM	GT11N2	115400	10315	15,1	382	524	L/G	3600
11	ALSTOM	GT13E2	165100	10075	14,6	532	524	L/G	3000
12	ALSTOM	GT24	183000	9400	30	391	640	L/G	3600
13	ALSTOM	GT26	265000	9350	30	562	640	L/G	3000
14	ALSTOM	GT35C	17065	11212	12,3	92,9	377	G/L	6300
15	ALSTOM	GT35C	17000	11180	12	92	375	G/L	3000/3600
16	ALSTOM	GT35C	17365	10978	12	92	376	G/L	3450
17	ALSTOM	GT35C	17000	11180	12,1	92	378	L	3300
18	ALSTOM	GT8C	52800	10465	15,7	179	517	L/G	6210
19	ALSTOM	GT8C	52600	10526	15,7	179	517	L/G	6210
20	ALSTOM	GT8C2	57200	10375	17,6	195	511	L/G	6210
21	ALSTOM	GT8C2	57000	10435	17,6	195	511	L/G	6210
22	ALSTOM	GTX100	43000	9720	20	121	546	G/L	6600
23	ALSTOM	TB5000	3942	13566	7,82	21,18	488	G	1500
24	ALSTOM	TB5000	4130	13664	7,82	22,01	485	G	7950
25	ALSTOM	TEMPEST	7710	11886	13,97	29,8	545	G	1500
26	ALSTOM	TORNADO	7679	10748	12,6	29,46	490	G	10450
27	ALSTOM	TORNADO	6830	11142	11,82	27,95	476	G	9600
28	ALSTOM	TORNADO	6750	11418	12,34	29,28	466	G	1500
29	ALSTOM	TORNADO	6441	11579	11,85	28,15	471	G	1500
30	ALSTOM	TYPHOON	4348	11998	12,91	17,65	528	G	1500
31	ALSTOM	TYPHOON	4697	11932	14,14	19,04	525	G	1500
32	ALSTOM	TYPHOON	5252	11925	15,35	20,34	537	G	1500
33	ALSTOM	TYPHOON	4946	11253	14,5	17,95	545	G	13000
34	ALSTOM	TYPHOON	5046	11915	14,32	19,55	546	G	1500
35	GE Aero.	LM1600	14920	9800	21,4	47,2	504	L	7000
36	GE Aero.	LM2500+(PK)	30200	9230	22,2	85,7	518	L	3600
37	GE Aero.	LM2500PF	25060	9705	19,3	70,3	557	L	3600
38	GE Aero.	LM500	4474	11520	14,4	16,3	565	L	7000
39	GE Aero.	LM6000PC	42750	8570	28,5	124	456	L	3600
40	GE Power	M3142(J)	11290	13440	7,1	53	542	G	6500
41	GE Power	M3142R(J)*	10830	10450	7,3	53	370	G	6500
42	GE Power	M5261(RA)	19690	13270	7,5	92	531	G	4860
43	GE Power	M5322R(B)*	23870	10000	8,2	114	352	G	4670

N°	Manufacturier	Modele	P _b ITG	q _{sp}	δ _K	$\dot{m}_{g.e.}$	t _{g.e.}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh _e	-	kg/s	°C	-	rot/min
44	GE Power	M5352(B)	26110	12490	8,6	123	491	G	4670
45	GE Power	M5352R(C)*	26550	9890	8,7	121	367	G	4670
46	GE Power	M5382(C)	28340	12310	8,9	126	515	G	4670
47	GE Power	M6511(B)	37810	11120	10,9	130	547	G	4860
48	GE Power	M7111(EA)	81590	11020	11,8	278	546	G	3460
49	GE Power	PG5371(PA)	26300	12647	10,5	122	487	G	5094
50	GE Power	PG6101(FA)	70140	10526	15	198	597	G	5254
51	GE Power	PG6561(B)	39620	11297	11,95	140	532	G	5133
52	GE Power	PG7121(EA)	85400	10991	12,6	292	536	G	3600
53	GE Power	PG7241(FA)	171700	9936	15,5	432	602	G	3600
54	GE Power	PG9171(E)	123400	10653	12,3	403	538	G	3000
55	GE Power	PG9231(EC)	169200	10305	14,2	508	558	G	3000
56	GE Power	PG9351(FA)	255600	9757	15,4	624	609	G	3000
57	GE S&S	LM1600	13440	10070	21,5	45	487	G	7000
58	GE S&S	LM1600	14317	9751	21,5	45	487		7000
59	GE S&S	LM1600	13440	10070	21,5	45	487	G	7000
60	GE S&S	LM2500	22800	9791	18,8	69	524	G	3600
61	GE S&S	LM2500	21960	10076	18,8	67	542	G	3600
62	GE S&S	LM2500	23265	9564	18,8	69	525		6500
63	GE S&S	LM2500+	28600	9348	22,8	83	510	G	3600
64	GE S&S	LM2500+	29977	8936	22,8	83	502		6100
65	GE S&S	LM2500+	28540	9654	23,1	85	521	G	3600
66	GE S&S	LM2500STIG	28278	8783	20	76	497	G	3600
67	GE S&S	LM2500STIG	27020	9095	20	76	505	G	3600
68	GE S&S	LM6000 Sprint	44742	8455	28,5	127	456		3600
69	GE S&S	LM6000 Sprint	47300	9645	30	131	455	G	3600
70	GE S&S	LM6000 Sprint	43076	8701	29,6	127	450	G	3600
71	GE S&S	LM6000 Sprint	46892	8707	30	131	449	G	3600
72	GE S&S	LM6000 Sprint	43400	9645	29,6	126	452	G	3600
73	GE S&S	PGT10B-1	11700	11250	16,1	48	482	G	11000
74	GE S&S	PGT10B-1	11700	11250	16,1	48	482	G	11000
75	GE S&S	PGT10B-1	12080	10873	15,7	48	482		7900
76	GE S&S	PGT2-1	2000	14397	12,5	10,9	525	G	22500
77	GE S&S	PGT2-1	2000	14400	12,5	11	525	G	22500
78	GE S&S	PGT5B-1	6189	10776	14,8	20,2	568		12500
79	GE S&S	PGT5B-1	5500	11727	14,6	20	571	G	16630
80	GE S&S	PGT5B-1	5500	11727	14,6	20	571	G	16630
81	Kawasaki H.I.	M1A-13	1550	14120	9,4	8,1	518	G	1500/1800
82	Kawasaki H.I.	M1A-13D	1550	14260	9,5	8	529	G	1500/1800
83	Kawasaki H.I.	M1T-13	3050	14350	9,4	16,2	518	G	1500/1800
84	Kawasaki H.I.	M1T-13D	3050	14490	9,5	16	529	G	1500/1800
85	Kawasaki H.I.	M7A-01	5960	11610	12,7	22	560	G	1500/1800
86	Kawasaki H.I.	M7A-01D	5860	11770	13	21,8	560	G	1500/1800

N°	Manufacturier	Modele	P _b ITG	Q _{sp}	δ _K	m _{g.e.}	t _{g.e.}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh _e	-	kg/s	°C	-	rot/min
87	Kawasaki H.I.	M7A-01ST	6690	10710	12,7	22,2	533	G	1500/1800
88	Kawasaki H.I.	M7A-02	7100	11430	15,9	27,1	525	G	1500/1800
89	Kawasaki H.I.	M7A-02D	6960	11500	15,9	27	517	G	1500/1800
90	Kawasaki H.I.	S2A-01	680	17260	8,5	5,1	474	G	1500/1800
91	Mitsui	MSC100	10690	11085	17,1	41,6	488	L/G	1500-1800
92	Mitsui	MSC40	3520	12915	9,7	18,6	437	L/G	1500-1800
93	Mitsui	MSC50	4350	12315	10,3	19	501	L/G	1500-1800
94	Mitsui	MSC60	5000	11870	11,7	21,4	481	L/G	1500-1800
95	Mitsui	MSC70	6840	11155	15	25,5	479	L/G	1500-1800
96	Mitsui	MSC90	9290	11360	16,2	39,2	464	L/G	1500-1800
97	Mitsui	SB120	23000	11810	11,7	102	475	L/G	1500-1800
98	Mitsui	SB15	2720	14060	10	15	491	L/G	1500-1800
99	Mitsui	SB30C	5410	13860	6,9	27	508	L/G	1500-1800
100	Mitsui	SB30E	7330	12870	12,5	33	502	L/G	1500-1800
101	Mitsui	SB5	1080	14130	10	5	492	L/G	1500-1800
102	Mitsui	SB60 *1	12490	12160	12,1	55	456	L/G	1500-1800
103	Mitsui	SB60 *2	13570	12120	13,2	59	492	L/G	1500-1800
104	MTU Motoren	ASE120	9730	11500	20,5	39	517	G/L	7910
105	MTU Motoren	ASE40	3270	12810	8,8	12,7	603	G/L	15400
106	MTU Motoren	ASE50	3810	11650	10,7	14,4	559	G/L	15400
107	MTU Motoren	LM1600-PA	14300	9752	19,9	46,7	487	G/L	7000
108	MTU Motoren	LM2500	25060	9700	19,3	70,3	566	L	3600
109	MTU Motoren	LM2500+	27600	9350	21,5	81,2	516	L	3600
110	MTU Motoren	LM2500+ (PV)	29970	8940	21,2	83	502	G/L	6100
111	MTU Motoren	LM2500-PE	23290	9600	17,9	69	524	G/L	3600
112	MTU Motoren	LM2500-PH	28790	8470	19,3	75,9	500	G/L	3600
113	MTU Motoren	LM6000	42750	8570	28,5	123,8	456	L	3600
114	MTU Motoren	LM6000-PC	43960	8490	27,5	125,6	451	G/L	3600
115	Niigata	CNT-10000E	9295	11428	16,22	39,1	475	L	1500/1800
116	Niigata	CNT-1000ER	800	18500	9,93	6,4	500	L	1500/1800
117	Niigata	CNT-100C	11300	11510	18,21	43,5	485	L/G	1500/1800
118	Niigata	CNT-10C	1204	14890	6,62	6,5	493	L/G	1500/1800
119	Niigata	CNT-1250E	1000	19772	8,19	8,65	434	L	1500/1800
120	Niigata	CNT-1500E	1200	17971	8,19	8,86	466	L	1500/1800
121	Niigata	CNT-2000E	1600	17696	9,75	9,7	560	L	1500/1800
122	Niigata	CNT-2500E	2000	18000	8,19	15,64	517	L	1500/1800
123	Niigata	CNT-250ER	200	28398	4,47	2,61	486	L	1500/1800
124	Niigata	CNT-3000E	2400	17971	8,19	17,72	466	L	1500/1800
125	Niigata	CNT-300ER	240	26334	4,47	2,61	531	L	1500/1800
126	Niigata	CNT-30C	3716	13100	9,81	18,8	435	L/G	1500/1800
127	Niigata	CNT-3500E	2800	18637	9,75	19,39	529	L	1500/1800
128	Niigata	CNT-375ER	300	25196	4,47	2,61	620	L	1500/1800
129	Niigata	CNT-4000E	3200	17696	9,75	19,39	560	L	1500/1800

N°	Manufacturier	Modelle	P _b ITG	q _{sp}	δ _K	m _{z.e.}	t _{z.e.}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh	-	kg/s	°C	-	rot/min
130	Niigata	CNT-40C	4937	12663	10,87	19,6	506	L/G	1500/1800
131	Niigata	CNT-4500E	3736	12847	9,87	18,6	467	L	1500/1800
132	Niigata	CNT-5000E	4523	12376	10,45	19	512	L	1500/1800
133	Niigata	CNT-500ER	400	26156	4,47	4,33	535	L	1500/1800
134	Niigata	CNT-50C	5531	12148	12,22	22,2	484	L/G	1500/1800
135	Niigata	CNT-6000E	5089	12018	12,03	22	488	L	1500/1800
136	Niigata	CNT-60C	6836	11183	16	26,5	482	L/G	1500/1800
137	Niigata	CNT-625ER	500	24512	4,47	4,33	609	L	1500/1800
138	Niigata	CNT-750ER	600	21600	7,6	5,2	490	L	1500/1800
139	Niigata	CNT-9000E	6551	11322	16,04	26,1	479	L	1500/1800
140	Niigata	CNT-90C	9964	11741	16,85	40,4	462	L/G	1500/1800
141	Nuovo Pignone	LM6000	43450	8710	27,6	127	450		3600
142	Nuovo Pignone	LM6000	44850	8435	27,8	127	450		3600
143	Nuovo Pignone	MS3002	11290	13440	7,1	53,1	542		6500
144	Nuovo Pignone	MS3002R	10830	10450	7,3	53,1	370		6500
145	Nuovo Pignone	MS5001	26300	12650	10,5	124,1	487		5094
146	Nuovo Pignone	MS5002C	28340	12310	8,9	126,1	516		4670
147	Nuovo Pignone	MS5002D	32590	11900	10,8	141,3	510		4670
148	Nuovo Pignone	MS5002R	26550	9890	8,7	121,1	367		4670
149	Nuovo Pignone	MS6001B	37810	11120	10,9	130	547		4860
150	Nuovo Pignone	MS6001B	39620	11300	11,9	142	532		5133
151	Nuovo Pignone	MS6001FA	70140	10530	14,5	202	591		5254
152	Nuovo Pignone	MS7001EA	81590	11020	11,8	278	546		3460
153	Nuovo Pignone	MS9001E	123400	10650	12,6	412	543		3000
154	Nuovo Pignone	MS9001EC	169200	10310	14,4	508,1	557		3000
155	Nuovo Pignone	MS9001FA	255600	9760	15,4	638	609		3000
156	Nuovo Pignone	PGT10	10660	11060	14,1	42,1	484		7900
157	Nuovo Pignone	PGT10	10220	11540	14,1	42,1	484		7900
158	Nuovo Pignone	PGT10B(single shaft)	11700	11251	16,1	47,8	483		11000
159	Nuovo Pignone	PGT10B(two shafts)	12000	10843	15,8	47	480		7900
160	Nuovo Pignone	PGT16	14260	9935	20,1	47,4	493		7900
161	Nuovo Pignone	PGT16	13760	10295	20,1	47,4	493		7900
162	Nuovo Pignone	PGT2	2100	13720	12,5	10,7	525		22500
163	Nuovo Pignone	PGT2	2000	14400	12,5	10,7	525		1500/1800
164	Nuovo Pignone	PGT25	22450	9910	17,9	68,9	525		6500
165	Nuovo Pignone	PGT25	23270	9565	17,9	68,9	525		6500
166	Nuovo Pignone	PGT25+	28930	9260	20,7	83	502		6100
167	Nuovo Pignone	PGT25+	29980	8935	20,7	83	502		6100
168	Nuovo Pignone	PGT5 (single shaft)	5220	13420	9,1	24,6	523		1500/1800
169	Nuovo Pignone	PGT5 (two shafts)	5450	13450	8,6	25,8	533		10290
170	Nuovo Pignone	PGT5B(single shaft)	5900	10876	15,1	20,2	568		16630
171	Opra Optimal	OP16R2A	1630	9730	6,7	8	340	L/G	1500/1800
172	Opra Optimal	OP16S2A	1750	13846	6,7	8	590	L/G	1500/1800

N°	Manufacturier	Modele	P _b ITG	q _{sp}	δ _K	m _{g.e.}	t _{g.e.}	cb.	rotation
			kW	W/kWh	-	kg/s	°C	-	rot/min
173	Pratt & Whitney	ST18A Dry	1961	11900	14	7,97	532	L/G	20000
174	Pratt & Whitney	ST30	3340	11249	15	13,02	513	L/G	14875
175	Pratt & Whitney	ST40	4039	10878	16,7	13,97	544	L/G	14875
176	Pratt & Whitney	ST6L-721	508	15400	6,8	3	514	L/G	33000
177	Pratt & Whitney	ST6L-794	604	14900	7	3,12	561	L	33000
178	Pratt & Whitney	ST6L-795	678	14600	7,4	3,24	589	L/G	33000
179	Pratt & Whitney	ST6L-812	734	14400	8,2	3,74	542	L	30000
180	Pratt & Whitney	ST6L-813	848	13900	8,5	3,92	566	L/G	30000
181	Pratt & Whitney	ST6L-90	1175	12884	10	5,26	536	L/G	30000
182	Pratt & Whitney	ST6T-76	1075	16900	7,7	5,89	575	L	6600
183	Rolls-Royce	501-KB5S	3949	12411	10,2	15,7	555	L/G	14589
184	Rolls-Royce	501-KB7	5273	11819	13,5	20,8	528	L/G	14589
185	Rolls-Royce	501-KF5	3896	13054	10,1	15,6	564	L	13820
186	Rolls-Royce	501-KF7	5229	11872	13,4	20,6	503	L	13820
187	Rolls-Royce	501-KH5	6420	8481	10,2	18,4	530	L/G	14600
188	Rolls-Royce	601-K11	7918	10921	19,4	30,4	488	L/G	11571
189	Rolls-Royce	601-K9	6449	11201	14,6	23,5	530	L/G	11571
190	Rolls-Royce	601-KF11	7835	10795	19,8	29,4	469	L	11500
191	Rolls-Royce	601-KF9	6466	10846	15	23,3	494	L	11500
192	Rolls-Royce	AVON	14580	12762	8,8	78,5	442	L/G	5500
193	Rolls-Royce	FT8 MarinePac	25050	9336	20	83,8	459	L	3600/5500
194	Rolls-Royce	FT8 MechPac	25980	9329	20	85,9	457	G	5500(2500)
195	Rolls-Royce	FT8 PowerPac	25690	9390	20	85,3	455	G	3000/3600
196	Rolls-Royce	FT8 TwinPac	51380	9390	20	170,6	455	G	3000/3600
197	Rolls-Royce	RB211-6562	28775	9737	20,8	94,4	491	L/G	4800
198	Rolls-Royce	RB211-6562 DLE	27516	9934	20,8	91,6	500	L/G	4800
199	Rolls-Royce	RB211-6761 DLE	30949	9215	21	92,1	508	L/G	4850
200	Rolls-Royce	RB211-6762 DLE	29430	9534	21	94,8	500	L/G	4850
201	Rolls-Royce	SPEY	19500	9607	21,9	66,7	458	L	5500
202	Rolls-Royce	THM 1203	5600	15584	7,6	34,6	500	L/G	7800
203	Rolls-Royce	THM 1203	5320	15538	7,6	34,6	500	L/G	7556/7541
204	Rolls-Royce	THM 1304	9250	12857	10	45,3	508	L/G	8000
205	Rolls-Royce	THM 1304	8790	13525	10	45,3	508	L/G	7556/7541
206	Rolls-Royce	THM 1304 D	9440	12605	10	45,3	508	L/G	8000
207	Rolls-Royce	THM 1304 D	8970	13260	10	45,3	508	L/G	7556/7541
208	Rolls-Royce	THM 1304 D+	10000	12000	10,5	45,3	506	L/G	8000
209	Rolls-Royce	THM 1304 D+	9510	12624	10,5	45,3	506	L/G	7556/7541
210	Rolls-Royce	TRENT	51190	8661	35	159,2	427	L/G	3600
211	Rolls-Royce	TRENT	50037	8660	35	159	425	L	3600
212	Rolls-Royce	WR 21	25242	8518	16,2	73	356	L	3600
213	Siemens (KWU)	V64.3A 1	67000	10375	15,8	191	589	G	5400
214	Siemens (KWU)	V84.2	108000	10682	11	357	540	G	3600
215	Siemens (KWU)	V84.3A	182000	9424	17,1	457	582	G	3600

N°	Manufacturier	Modele	$P_{b\text{ ITG}}$	Q_{sp}	δ_K	$\dot{m}_{g.c.}$	$t_{g.c.}$	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh _e	-	kg/s	°C		rot/min
216	Siemens (KWU)	V94.2	157000	10465	11,3	509	537	G	3000
217	Siemens (KWU)	V94.2A	190000	10227	13,9	520	589	G	3000
218	Siemens (KWU)	V94.3A	265000	9351	17	656	584	G	3000
219	Siemens (KWU)	W251B 1	49500	11025	15,3	175	514	G	5425
220	Siemens (KWU)	W501D5A	120500	10382	14,2	385	525	G	3600
221	Siemens (KWU)	W501F	186500	9633	15	460	590	G	3600
222	Siemens (KWU)	W501G 2	253000	9242	19,2	563	594	G	3600
223	Solar Turbines	Centaur 40	3515	12912	9,8	18,6	437	G	1500/1800
224	Solar Turbines	Centaur 40	3505	12909	10,2	19	446	G	15500
225	Solar Turbines	Centaur 50	4600	12269	10,6	19,1	509	G	1500/1800
226	Solar Turbines	Centaur 50	4570	11958	10,6	18,9	516	G	16500
227	Solar Turbines	Centaur 50L	4675	11613	10,5	18,6	508	G	14300
228	Solar Turbines	Mars 100	10695	11092	17,6	41,8	487	G	1500/1800
229	Solar Turbines	Mars 100	11185	10598	17,6	41,8	486	G	9500
230	Solar Turbines	Mars 90	9450	11360	16,5	40,2	464	G	1500/1800
231	Solar Turbines	Mars 90	9860	10881	16,5	40,2	464	G	9500
232	Solar Turbines	Mercury 50	4180	8752	9,1	16,3	368	G	1500/1800
233	Solar Turbines	Saturn 20	1210	14741	6,8	6,5	506	G	1500/1800
234	Solar Turbines	Saturn 20	1186	14670	6,6	6,5	520	G	22300
235	Solar Turbines	Taurus 60	5200	11882	12,2	22	485	G	1500/1800
236	Solar Turbines	Taurus 60	5330	11246	12	21,4	490	G	14300
237	Solar Turbines	Taurus 70	7688	10596	16,8	26,6	493	G	12000
238	Solar Turbines	Taurus 70	7250	10969	16,9	26,9	471	G	1500/1800
239	Solar Turbines	Titan 130	13505	10810	17,1	49,9	489	G	1500/1800
240	Solar Turbines	Titan 130	14540	10029	16,4	49,1	492	G	8855
241	Yanmar Diesel	ATS 20	1210	14676	6,5	6,5	508	L/G	1500-1800
242	Yanmar Diesel	ATS 40	2950	12912	9,7	18,6	437	L/G	1500-1800
243	Yanmar Diesel	ATS 50	3600	12312	10,3	19	492	L/G	1500-1800
244	Yanmar Diesel	ATS 60	4100	11881	11,7	22	482	L/G	1500-1800

Figure 4.c. CC-Données fabricant (conditions de fonctionnement: ISO) (Cenusa, 2004)

N°	Manufacturier	Modele CC	freq. Hz	P _{bCC} kW	q _{spCC} kJ/kWh	η _{CC} %	N° ITG et Modele ITG	P _{bITG} kW	P _{bITA} kW
1	ALSTOM	KA11N2-1 SS (2p)	50	165000	7150	50,3	1 x GT11N2	112000	55000
2	ALSTOM	KA11N2-1 SS (2p)	60	166000	7123	50,5	1 x GT11N2	112000	55000
3	ALSTOM	KA13E2-2 (2p)	50	480000	6805	52,9	2 x GT13E2	318600	167000
4	ALSTOM	KA13E2-3 (2p)	50	720000	6805	52,9	3 x GT13E2	477900	249600
5	ALSTOM	KA24-1 ICSTM SS	60	271000	6250	57,6	1 x GT24	172000	99000
6	ALSTOM	KA26-1 SS (3pr)	50	393000	6217	57,9	1 x GT26	251000	142000
7	ALSTOM	KA8C-1 (2p)	50/60	75000	7214	49,9	1 x GT8C	52800	24600
8	ALSTOM	KA8C2-1 SS (2p)	50/60	82000	7200	50	1 x GT8C2	57200	26000
9	Ansaldo Energia	COBRA 164.3	50/60	90425	6976	51,6	1 x V64.3	60666	32000
10	Ansaldo Energia	COBRA 164.3A	50/60	102000	6667	54	1 x V64.3A	66500	37500
11	Ansaldo Energia	COBRA 194.2	50	236000	6884	52,3	1 x V94.2	152000	88500
12	Ansaldo Energia	COBRA 194.3A	50	385000	6261	57,5	1 x V94.3A	255000	135000
13	Ansaldo Energia	COBRA 264.3	50/60	183000	6905	52,1	2 x V64.3	122000	64000
14	Ansaldo Energia	COBRA 264.3A	50/60	206000	6618	54,4	2 x V64.3A	133000	76000
15	Ansaldo Energia	COBRA 294.2	50	475000	6844	52,5	2 x V94.2	304000	177000
16	Ansaldo Energia	COBRA 294.3A	50	770000	6261	57,5	2 x V94.3A	510000	270000
17	Ansaldo Energia	COBRA 394.2	50	712500	6844	52,6	3 x V94.2	459000	265500
18	GE Power	S106B	50	59800	7390	48,7	1 x MS6001B	38300	22500
19	GE Power	S106B	60	59800	7390	48,7	1 x MS6001B	38300	22500
20	GE Power	S106FA	50	107400	6775	53,2	1 x MS6001FA	69100	40100
21	GE Power	S106FA	60	107100	6795	53	1 x MS6001FA	68900	40000
22	GE Power	S107EA	60	130200	7175	50,2	1 x MS7001EA	83500	48700
23	GE Power	S107FA	60	262600	6425	56	1 x MS7001FA	170850	95600
24	GE Power	S107H	60	400000	6000	60	1 x MS7001H		
25	GE Power	S109EC	50	259300	6660	54	1 x MS9001EC	166600	96600
26	GE Power	S109FA	50	390800	6350	56,7	1 x MS9001FA	254100	141800
27	GE Power	S109H	50	480000	6000	60	1 x MS9001H		
28	GE Power	S206B	50	121000	7310	49,3	2 x MS6001B	76600	46300
29	GE Power	S206B	60	121400	7285	49,4	2 x MS6001B	76600	46700
30	GE Power	S206FA	50	218700	6650	54,1	2 x MS6001FA	138200	84000
31	GE Power	S206FA	60	217000	6705	53,7	2 x MS6001FA	137800	83700
32	GE Power	S207EA	60	263600	7070	50,9	2 x MS7001EA	167000	100700
33	GE Power	S207FA	60	529900	6375	56,5	2 x MS7001FA	341700	195800
34	GE Power	S209E	50	383700	6840	52,7	2 x MS9001EA	243200	146100
35	GE Power	S209EC	50	522600	6615	54,4	2 x MS9001EC	333200	197600
36	GE Power	S209FA	50	786900	6305	57,1	2 x MS9001FA	508200	289200
37	GE Power	S406B	60	243900	7245	49,7	4 x MS6001B	153200	94700
38	GE Power	S406B	50	243100	7275	49,5	4 x MS6001B	153200	93900
39	Kawasaki H. I	KA11N-1	60	124100	7310	49,2	1 x 11N	80200	43900
40	Kawasaki H. I	KA11N-2	60	249600	7270	49,5	2 x 11N	160400	89200
41	Kawasaki H. I	KA11N-3	60	376500	7230	49,8	3 x 11N	240600	135900
42	Kawasaki H. I	KA11N-4	60	507100	7160	50,3	4 x 11N	320800	186300
43	Kawasaki H. I	KA13E-1	50	216800	7005	51,4	1 x 13E	142200	74600
44	Kawasaki H. I	KA13E-2	50	437800	6935	51,9	2 x 13E	284400	153400
45	Kawasaki H. I	KA13E2-1	50	238400	6925	52	1 x 13E2	158500	79900
46	Kawasaki H. I	KA13E2-2	50	482700	6840	52,6	2 x 13E2	317000	165700
47	Kawasaki H. I	KA13E2-3	50	726000	6820	52,8	3 x 13E2	475500	250500
48	Kawasaki H. I	KA13E2-4	50	969000	6815	52,8	4 x 13E2	634000	335000
49	Kawasaki H. I	KA13E-3	50	656800	6935	51,9	3 x 13E	426600	230200
50	Kawasaki H. I	KA13E-4	50	876400	6935	51,9	4 x 13E	568800	307600
51	Kawasaki H. I	M7A-01	50/60	16370	8591	41,9	2 x M7A-01	11080	5290

N°	Manufacturier	Modele CC	freq. Hz	P _b CC kW	Q ₉₀ CC m³/kWh	η _{CC} %	N° ITG et Modele ITG	P _b ITG kW	P _b ITA kW
52	MAN Turbomaschinen	1xFT8	50/60	34870	6920	52	1xFT8	25690	9180
53	MAN Turbomaschinen	2xFT8	50/60	69840	6920	52	2xFT8	51380	18460
54	MAN Turbomaschinen	2xTHM1304-11	50/60	31260	8000	45	2xTHM 1304-11	20160	11100
55	Mitsui	SB120	50/60	32810	8489	42,4	1 x SB120	22340	10470
56	Mitsui	SB30	50/60	7700	9459	38,1	1 x SB30	5060	2640
57	Mitsui	SB60	50/60	17650	8681	41,5	1 x SB60	12270	5380
58	Nuovo Pignone	CC-106B	50/60	59800	7380	48,7	1 x MS6001B	38300	22500
59	Nuovo Pignone	CC-106FA	50/60	107400	6775	53,2	1 x MS6001FA	69100	40100
60	Nuovo Pignone	CC-109E	50	189200	6935	52	1 x MS9001E	121600	70400
61	Nuovo Pignone	CC-109EC	50	259300	6660	54	1 x MS9001EC	166600	96600
62	Nuovo Pignone	CC-109FA	50	390800	6350	56,7	1 x MS9001FA	254100	141800
63	Nuovo Pignone	CC-109H	50	480000	6000	60	1 x MS9001H		
64	Nuovo Pignone	CC-201	50/60	33500	7850	45,8	2 x PGT10B	23400	11000
65	Nuovo Pignone	CC-205	50/60	80400	8150	44,2	2 x MS5001	51600	30400
66	Nuovo Pignone	CC-206B	50/60	121000	7320	49,3	2 x MS6001B	76600	46300
67	Nuovo Pignone	CC-206FA	50/60	218700	6650	54,1	2 x MS6001FA	138200	84000
68	Nuovo Pignone	CC-209E	50	383700	6840	52,7	2 x MS9001E	243200	146100
69	Nuovo Pignone	CC-260	50	116000	6460	55,6	2 x LM6000	86900	33000
70	Rolls-Royce	2 x RB211-6562	50/60	77400	6996	51,5	2 x RB211	53320	24100
71	Rolls-Royce	2 x RB211-6761	50/60	83800	6730	53,5	2 x RB211	59800	24000
72	Rolls-Royce	2 x TRENT	50/60	132000	6630	54,3	2 x TRENT	100340	31660
73	Rolls-Royce	RB211-6562	50/60	38700	6991	51,5	1 x RB211	26560	12040
74	Rolls-Royce	RB211-6761	50/60	41900	6730	53,5	1 x RB211	29900	12000
75	Rolls-Royce	TRENT	50/60	66000	6630	54,3	1 x TRENT	50170	15830
76	Siemens (KWU)	1.V94.2	50	232500	6990	51,5	1x V94.2	152000	85500
77	Siemens (KWU)	1.W251B	50/60	71500	7533	47,8	1x W251B	48000	25000
78	Siemens (KWU)	1.W501D5A	60	172000	7174	50,2	1x W501D5A	117100	58500
79	Siemens (KWU)	1.W501F	60	273500	6489	55,5	1x W501F	182000	97000
80	Siemens (KWU)	1.S.V64.3A	50/60	100000	6870	52,4	1x V64.3A		
81	Siemens (KWU)	1.S.V84.3A	60	267000	6316	57	1x V84.3A		
82	Siemens (KWU)	1.S.V94.2A	50	293500	6522	55,2	1x V94.2A		
83	Siemens (KWU)	1.S.V94.3A	50	390000	6283	57,3	1x V94.3A		
84	Siemens (KWU)	1.S.W501G	60	365000	6204	58	1x W501G		
85	Siemens (KWU)	2.V64.3A	50/60	202000	6818	52,8	2x V64.3A	130000	76000
86	Siemens (KWU)	2.V84.2	60	323500	7031	51,2	2x V84.2	208000	122200
87	Siemens (KWU)	2.V84.3A	60	532000	6338	56,8	2x V84.3A	352800	190200
88	Siemens (KWU)	2.V94.2	50	467500	6963	51,7	2x V94.2	304000	173000
89	Siemens (KWU)	2.V94.2A	50	584500	6545	55	2x V94.2A	367000	230000
90	Siemens (KWU)	2.V94.3A	50	780000	6283	57,3	2x V94.3A	515000	281500
91	Siemens (KWU)	2.W251B	50/60	143500	7501	48	2x W251B	96000	50500
92	Siemens (KWU)	2.W501D5A	60	345500	7143	50,4	2x W501D5A	254200	118000
93	Siemens (KWU)	2.W501F	60	550000	6457	55,8	2x W501F	365000	196000
94	Siemens (KWU)	2.W501G	60	730000	6204	58	2x W501G	500000	245000
95	Siemens (KWU)	GUD 1.64.3	50/60	90000	6990	51,5	1 x V64.3	61000	31000
96	Siemens (KWU)	GUD 1.84.2	60	163000	6990	51,5	1 x V84.2	105000	60000
97	Siemens (KWU)	GUD 1S.64.3A	50/60	101000	6720	53,6	1 x V64.3A		
98	Siemens (KWU)	GUD 2.64.3	50/60	183000	6900	52,2	2 x V64.3	122000	65000
99	Siemens (KWU)	GUD 2.64.3A	50/60	205000	6620	54,4	2 x V64.3A	135000	73000
100	Siemens (KWU)	GUD 2.84.2	60	329000	6940	51,9	2 x V84.2	210000	124000

N°	Manufacturier	Modele CC	freq.	P_{bCC}	q_{spCC}	η_{CC}	N° ITG et Modele ITG	P_{bITG}	P_{bITA}
			Hz	kW	kJ/kWh	%		kW	kW
101	Siemens (KWU)	GUD 3.64.3	50/60	276000	6845	52,6	3 x V64.3	183000	99000
102	Siemens (KWU)	GUD 3.64.3A	50/60	309000	6580	54,7	3 x V64.3A	202500	112000
103	Siemens (KWU)	GUD 3.84.2	60	494000	6925	52	3 x V84.2	315000	186000
104	Solar Turbines	IPS30	50/60	28700	8175	44	2 x Mars 100	21390	7310
105	Solar Turbines	IPS40	50/60	43100	8155	44,1	3 x Mars 100	32085	11015
106	Solar Turbines	IPS50	50/60	57400	8145	44,2	4 x Mars 100	42780	14620
107	Solar Turbines	IPS60	50/60	71100	8140	44,2	5 x Mars 100	53475	17475
108	Solar Turbines	STAC 100	50/60	13300	8834	40,7	1 x Mars100	10690	2960
109	Solar Turbines	STAC 130	50/60		8685	41,4	1 x Titan130	12800	3400
110	Solar Turbines	STAC 60	50/60	6600	9288	38,7	1 x Taurus 60	5200	1850
111	Solar Turbines	STAC 70	50/60	9000	8771	41	1 x Taurus 70	6890	1970

Annexes chapitre 5.

Tableau 5.a : Réparation des wilayas par zone

Zone 1 > 2M hab	1M hab <Zone 2 <2M hab	0.5M hab < Zone 3 < 1M hab	Zone 4< 0.5M hab
Alger	Blida, Oran, Batna, Chlef, Tizi- Ouzou, Djelfa, Setif	Ouargla Constantine Béjaia Annaba Jijel Skikda Mostaganem Mascara Boumerdès Tipaza Ain-Defla Oum-El- Bouaghi Tlemcen Tiaret Sidi- Bouira Bel -Abbès Tébéssa Médea Rélizane Bordj-B.-Arreridj M'Sila Mila El- Oued Biskra	Naâma Guelma Saïda Tissemsilt El-Tarf Ain- Témouchent Khenchela Souk-Ahras Adrar El- Bayadh Laghouat Ghardaïa Tindouf Bechar Illizi Tamanrasset

Etude prospective de la récupération d'énergie en Algérie

Résumé: De nombreuses formes d'énergie sont disponibles dans notre environnement et sont potentiellement récupérables (la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement par le biais de la cogénération, les technologies de captage et stockage ou conversion du CO₂, la récupération et valorisation des déchets etc.). L'exploitation de telles formes d'énergie permettra de préserver les ressources du pays tout en diminuant sensiblement la quantité de gaz à effet de serre émise dans l'atmosphère. La récupération d'énergie s'avère donc utile dans le développement de toutes les applications (industrie, environnement, transport, habitat etc.). Elle bénéficie de plus d'une image positive liée à son adéquation avec le développement durable. Elle n'en est à l'heure actuelle qu'à ses prémices, mais devrait progresser dans un futur proche vu le nombre d'applications possibles.

Notre travail s'inscrit dans le cadre d'une étude prospective visant à développer une politique de récupération rationnelle de l'énergie en Algérie à l'horizon 2045, qui s'impose comme une nécessité face à une demande accrue d'énergie d'une part et aux enjeux environnementaux d'autre part. Dans ce cadre et pour déterminer à long terme les mesures pouvant être entreprises en matière de politique d'énergie et d'environnement, la mise en place de modèles de prospective énergétique pour notre pays s'avère incontournable avec l'intégration du système d'information géographique (SIG) pour l'aménagement énergétique du territoire national. Les modèles de prospective énergétique constituent alors des supports précieux à l'analyse chiffrée de scénarios énergétiques alternatifs.

Mots clés : Récupération d'énergie – Energies renouvelables – Biomasse – Cogénération – Maîtrise de l'énergie – Prospective économique – optimisation multicritère.

Prospective study of energy recovery in Algeria

Abstract: Many forms of energy are available in our environment and are potentially recoverable (the combined production of heat and electricity at very high efficiency through cogeneration, the capture and storage or CO₂ conversion technologies, recovery and valorization of waste etc.). The exploitation of such forms of energy will preserve the country's resources while reducing significantly the amount of greenhouse gases emitted into the atmosphere. Energy recovery is therefore useful in the development of all applications (industry, environment, transport, housing...). It benefits more of a positive image related to its adequacy to the sustainable development. She is currently in its firstfruits, but should increase in a near future seen the number of possible applications.

Our work is falls within the framework of a prospective study aiming to develop a rational recovery policy of energy in Algeria in the horizon of 2045, which imposes itself as a necessity facing increasing energy demand on the one hand and environmental stakes on the other hand. In this framework and to determine long-term measures that can be undertaken in matter of policy of energy and environment, the establishment of models of prospective energy for our country turns out indispensable with the integration of the Geographical Information System (GIS) for the energy planning of the national territory. Prospective energy models then constitute valuable supports to the enciphered analysis of alternative energy scenarios.

Keywords: Energy recovery - Renewable Energies - Biomass - Cogeneration - Energy policy - Economic Prospective - multi-criteria optimization.

دراسة استشرافية لاسترجاع الطاقة في الجزائر

ملخص: العديد من أشكال الطاقة متوفرة في بيئتنا وهي قابلة للاسترجاع (الإنتاج المشترك للحرارة والكهرباء بكفاءة عالية جدا من خلال التوليد المزدوج للطاقة، تقنيات التقاط وتخزين أو تحويل CO₂ و استرجاع وتحويل النفايات الخ). استغلال مثل هذه الأشكال من الطاقة سيسمح بالحفاظ على موارد البلاد و الحد بشكل كبير من كمية الغازات المنبعثة في الغلاف الجوي والمسببة للاحتباس الحراري. استرجاع الطاقة اذن ضروري لتطوير كل التطبيقات (الصناعة والبيئة والنقل والإسكان). اذ لديه اكثر من صورة ايجابية أين تتعلق أهميته في تحقيق التنمية المستدامة. وهو حاليا في مراحله الأولى، ولكن ينبغي أن يزيد في المستقبل القريب نظرا لعدد التطبيقات الممكنة.

عملنا يدخل في إطاردراسة استشرافية لتطويرسياسة الاسترجاع العقلاني للطاقة في الجزائر في أفق 2045، وهو ضرورة لمواجهة زيادة الطلب على الطاقة من ناحية، والقضايا البيئية من ناحية أخرى. في هذا السياق ومن أجل تحديد إجراءات طويلة الأمد التي يمكن اتخاذها في مجال الطاقة والبيئة، تنفيذ نماذج الاستشراف الطاقوي للبلاد ضروري مع دمج نظام المعلومات الجغرافية (SIG) للتهيئة الطاقوية للتراب الوطني. نماذج الاستشراف الطاقوي تقدم دعائم قيمة للتحليل الكمي للسيناريوهات الطاقوية البديلة.

كلمات مفتاحية: استرجاع الطاقة - الطاقات المتجددة - الكتلة الحيوية - التوليد المزدوج للطاقة - تحكم في الطاقة - الاستشراف الاقتصادي - التحسين المتعدد المعايير